



HAL
open science

Intégration des éoliennes dans les réseaux électriques insulaires

David Humberto Marin

► **To cite this version:**

David Humberto Marin. Intégration des éoliennes dans les réseaux électriques insulaires. Sciences de l'ingénieur [physics]. Ecole Centrale de Lille, 2009. Français. NNT : 2009ECLI0004 . tel-00577097

HAL Id: tel-00577097

<https://theses.hal.science/tel-00577097>

Submitted on 16 Mar 2011

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.

N° d'ordre 094

ECOLE CENTRALE DE LILLE

THESE

présentée en vue d'obtenir le grade de

DOCTEUR

en

Génie Electrique

par

David Marín

DOCTORAT DELIVRE PAR L'ECOLE CENTRALE DE LILLE

Intégration des éoliennes dans les réseaux électriques insulaires

Soutenue le 22 avril 2009 devant le jury d'examen :

Président	Mohamed Machmoum, Professeur, IREENA, Université de Nantes
Rapporteur	Nouredine Hadj Saï, Professeur, G2ELAB - INPG
Rapporteur	Georges Barakat, Professeur, Université du Havre
Examineur	Jacques Deuse, TRACTEBEL ENGINEERING
Examineur	Miguel Rodriguez, INGETEAM
Directeur de thèse	Xavier Guillaud, Professeur, L2EP – Université de Lille I
Co-directeur	Haritza Camblong, LIPSI ESTIA
Membre invité	Yves Bastin, EDF-SEI
Membre invité	Eric Bassac, ELYO-SUEZ

Thèse préparé au Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique de Puissance de Lille (L2EP)
Ecole Doctorale SPI 072

*A mi viejito lindo, mi niña, el idio
y mi esposita preciosa*

Remerciements

Je tiens à remercier à Haritza Camblong qui m'a encouragé à entreprendre cette thèse et m'a énormément appris avec ses conseils apportés pendant ces trois ans.

Je remercie également mon directeur de thèse M. Xavier Guillaud pour son soutien scientifique et sa disponibilité qui m'ont énormément aidé dans la réalisation de ce travail.

Toute ma gratitude à M. Jean-Roch Guiresse, directeur de l'ESTIA et aux interlocuteurs industriels Yves Barlier, Jean Pierre Poyer, Christophe Lapous, Frederic Charlet.

Je voudrais remercier également d'une part mes deux rapporteurs, Messieurs les Professeurs Nouredine Hadj Saï et Georges Barakat pour le temps consacré à l'étude de ce mémoire et d'autre part, M. le Professeur Mohamed Machmoum qui m'a fait l'honneur de présider ce jury. Je remercie également Messieurs Jacques Deuse, Miguel Rodriguez, Yves Bastin, et Eric Bassac pour avoir participé à ce jury de thèse.

Je tiens à remercier, l'ensemble du personnel des laboratoires ESTIA Recherche et L2EP pour les excellentes conditions de travail qui ont permis un bon déroulement de mes activités de recherche.

Mes sincères remerciements à Mrs Vechiu et Mister Curea pour leur soutien et leurs conseils qui ont été primordial pendant ces années.

Je remercie également mes collègues de Lille. En particulier Arnaud (toujours disponible pour trinquer), François(e) et son idole Petar, al señor de la isla, Vu, Tao, Ling, Xavier (qui aime bien aussi trinquer), Ahmir (le gigolo), Sangkla (que l'on croit très sage), Fouzia (que se la pétait pour être la seule fille du groupe) et enfin tout les gents que j'ai eu l'opportunité d'embêter.

Je ne peux pas oublier dans mes remerciements tous mes collègues de l'ESTIA : les Guillaumes, Steph, Pascal, Sylvie et tous les autres, que je n'ai pas mentionnés sans mauvaise intention.

Je tiens à remercier vivement toutes les personnes qui ont contribué à mon équilibre personnel ces dernières années. Notamment, mes amis latinos Rick, Kenny, Livi, Alvaro et Carmen, mon très bon ami mauricien et sa petite femme et mon coloc et amie Alexis. C'est une chance énorme de vous avoir connu à vous tous.

J'adresse enfin mes plus grands remerciements à mon père, ma mère, mon frère et ma belle famille qui m'ont toujours soutenu et motivé dans ma formation.

Il est normal de laisser le meilleur pour la fin. C'est pourquoi, je voudrais finir mes remerciements avec une reconnaissance très spéciale à ma femme. En effet, cette thèse ne serait certainement pas arrivée au bout sans sa patiente et son soutien.

Résumé

Les îles sont à priori des lieux propices au développement de l'énergie éolienne. En premier lieu, les coûts de production des moyens conventionnels sont plus élevés que sur les réseaux interconnectés. En deuxième lieu, il subsiste un potentiel éolien important à exploiter dans ces régions. Enfin, les éoliennes permettent: de réduire la dépendance énergétique vis-à-vis de produits fossiles, de respecter les engagements en regard du protocole de Kyoto et d'assurer l'approvisionnement électrique futur de ces zones en pleine croissance.

Il est donc logique que l'énergie éolienne soit actuellement en pleine croissance dans les réseaux insulaires. Ce phénomène inquiète les gestionnaires de ces réseaux car cette production est très différente de celles des sources conventionnelles. En plus, ces réseaux pourraient atteindre des niveaux de pénétration éolienne important très rapidement, compte tenu de leur faible taille. Or les réseaux insulaires sont plus fragiles que les réseaux interconnectés et l'insertion massive d'éoliennes s'accompagne de caractéristiques particulières pouvant dégrader le fonctionnement du système électrique.

L'étude présentée dans ce mémoire a été réalisée afin d'analyser l'impact de l'augmentation de la production éolienne dans les réseaux insulaires et de proposer des solutions permettant le développement de ce moyen de production dans ces régions. Pour cela, plusieurs stratégies de contrôle ont été présentées. D'une part, deux stratégies de commande de la puissance réactive échangée entre les parcs éoliens et le réseau ont été comparées, afin de minimiser l'augmentation du niveau de tension dans les réseaux de distribution avec forte pénétration éolienne. D'autre part, deux stratégies de commande ont été implémentées en vue de faire participer la production éolienne au réglage de fréquence.

Les stratégies de commande ont été implémentées sur Matlab-Simulink puis validées sur EUROSTAG. Elles ont été évaluées d'abord dans un réseau simplifié afin d'étudier plus précisément et de manière systématique l'influence du choix et du paramétrage de la commande sur le comportement dynamique d'un réseau faible. Puis, elles ont été étendues au cas de figure du réseau de distribution du Mont-Dore en Nouvelle Calédonie et du réseau de Guadeloupe.

Abstract

Islands are favourable places to the development of wind energy. Firstly, the production costs of the conventional generation are higher than on the interconnected grids. Secondly, there is an important wind potential to exploit in these regions. Finally, the wind energy makes possible to reduce the energy dependence of fossil products, to respect the Kyoto protocol and to ensure the future electricity supply of these regions with sustained growth.

Currently, wind energy fast-growing in the islands grids. This growth worries the grid operators because this production is very different from the conventional sources. Moreover, these grids could reach very quickly a high levels wind penetration because their low size. However, the insular grids are weak grids compare to the inter-connected grids. In this kind of grids, the massive insertion of wind turbines is accompanied by particular characteristics which might damage operation of the electric system.

The present study was carried out in order to analyze the impact of increase wind energy penetration in the insular grids and to propose solutions allowing the development of this energy sources in these areas. In this respect, several strategies of control were proposed. Firstly, two control strategies of the reactive power exchanged by the wind farms with the grids were compared, in order to minimize the voltage increasing in the distribution grids with strong wind penetration. Secondly, two control strategies were implemented in order to regulate the grid frequency through wind turbines.

The control strategies were implemented on Matlab-Simulink then validated on EUROSTAG. Initially, they were evaluated in a simplified network in order to study more precisely and in a systematic way the influence of the choice and parameter settings of control in the dynamic behaviour of a weak grid. Then, they were extended to the distribution grid of Mont-Dore in New Caledonia and to the Guadeloupe electric grid.

Table des matières

Résumé	vii
Abstract.....	ix
Table des matières	xi
Liste des figures.....	xv
Liste des tableaux	xvii

Chapitre 1

Introduction Générale.....	1
1.1 Contexte économique et politique	2
1.1.1 EDF Systèmes Electriques Insulaires (EDF-SEI)	2
1.1.2 Electricité et Eau de Calédonie (EEC GDF Suez).....	5
1.2 Les risques climatiques :	5
1.3 Structure du document.....	6

Chapitre 2

Les réseaux électriques insulaires et la production éolienne.....	9
2.1. Introduction	9
2.2. Principales caractéristique des réseaux insulaires	9
2.2.1 Exemples illustrant les différences entre le réseau européen et un réseau insulaire 11	
2.3 La gestion des réseaux insulaires	12
2.3.1 Réglage de la fréquence et contrôle de la puissance active.....	13
2.3.2 Réglage de la tension et contrôle de la puissance réactive	19
2.4 Marges de sécurité et niveaux de risque acceptés	22
2.5 Synthèse sur les conditions techniques de raccordement de groupes de production dans les réseaux insulaires.....	23
2.5.1 Tension de raccordement.....	24
2.5.2 Domaine de fonctionnement en tension et en fréquence.....	24
2.5.3 Contraintes de fonctionnement en puissance réactive et participation au réglage de tension	26
2.5.4 Tenue face aux creux de tension.....	29
2.5.5 Participation au réglage de fréquence.....	30
2.6 La production éolienne dans les îles et ses principaux effets.....	32
2.6.1 Disponibilité de la ressource	35
2.6.2 Tenue face aux variations de fréquence	35
2.6.3 Participation au réglage de fréquence.....	36
2.6.4 Déconnexion pour vents trop forts	37
2.6.5 Tenue face au creux de tension.....	37
2.6.6 Participation au réglage de tension.....	41
2.7 Point de vue sur la participation des éoliennes à la régulation de fréquence	43
2.8 Conclusion.....	45

Chapitre 3

Adaptation des lois de commande pour les éoliennes en vue de les faire participer aux services systèmes.....	47
--	----

3.1	Introduction.....	47
3.2	Modèle de l'éolienne.....	48
3.2.1	Modèle aérodynamique et mécanique.....	48
3.2.2	Modèle de la partie électrique.....	52
3.3	Principes de contrôle du système éolien dans une stratégie de production maximale de puissance.....	53
3.3.1	Principes généraux.....	53
3.3.2	Zone d'optimisation de la puissance produite (zone 1).....	56
3.3.3	Zone de limitation de la vitesse (zone 2).....	57
3.3.4	Zone de limitation de la puissance (zone 3).....	58
3.3.5	Architecture générale de la commande.....	59
3.4	Synthèse des correcteurs pour la boucle de vitesse.....	60
3.4.1	Contrôle de la vitesse par action sur le couple électromagnétique.....	60
3.4.2	Contrôle de la vitesse par action sur l'angle d'orientation des pales.....	62
3.5	Limitation de la puissance de l'éolienne.....	63
3.6	Participation au réglage de la fréquence.....	65
3.7	Ajout d'un effet inertiel.....	67
3.8	Participation au réglage de la tension.....	68
3.9	Conclusion.....	69

Chapitre 4

Etude des réseaux faibles en présence de production éolienne.....	71	
4.1	Introduction.....	71
4.2	Description des modèles.....	72
4.2.1	Systèmes d'entraînement classiques.....	73
4.2.2	Alternateurs et système d'excitation.....	76
4.2.3	Description du modèle la charge.....	80
4.2.4	Description du modèle de production décentralisée.....	82
4.3	Etudes dynamiques sur l'intégration de la production éolienne dans un réseau faible.....	82
4.3.1	Définition des scénarii de référence.....	82
4.3.2	Influence des différents types de commande de l'éolienne sur le comportement dynamique du réseau.....	85
4.3.3	Ajout d'un effet inertiel.....	88
4.3.4	Analyse du scénario d'étude en prenant en compte les limites de dP/dt	89
4.3.5	Analyse du réseau en fonction du type de production conventionnelle.....	90
4.3.6	Etude de l'influence de la réserve éolienne sur le comportement dynamique du réseau.....	92
4.4	Transcription des modèles sur EUROSTAG.....	93
4.4.1	Comparaison des modélisations.....	93
4.4.2	Initialisation du modèle.....	94
4.5	Conclusions.....	95

Chapitre 5

Etude de la pénétration de la production éolienne dans le réseau du Mont-Dore.....	97	
5.1	Introduction.....	97
5.2	Description du réseau de la Nouvelle Calédonie et du Mont-Dore.....	98
5.2.1	Nouvelle Calédonie.....	98
5.2.2	Le Mont-Dore.....	100
5.3	Etude de la configuration du réseau en 2007.....	105

5.3.1	Conditions de fonctionnement analysées	105
5.3.2	Résultats	106
5.4	Etude de la configuration future et des limites de pénétration éolienne.....	108
5.4.1	Résultats	109
5.5	Conclusion.....	112

Chapitre 6

Etude de la pénétration de la production éolienne en Guadeloupe.....	115	
6.1	Introduction	115
6.2	Description du réseau de La Guadeloupe : caractéristiques statiques.....	116
6.2.1	Les unités de production électrique.....	116
6.2.2	Présentation du réseau de transport et des liaisons sous-marines.....	120
6.2.3	La consommation électrique en Guadeloupe.....	122
6.2.4	Exploitation et contrôle du réseau de Guadeloupe	125
6.3	Caractéristiques dynamiques du réseau.....	127
6.3.1	Groupes de production.....	127
6.3.2	Alternateur et régulation de tension.....	128
6.3.3	Charges	128
6.4	La production éolienne dans le réseau de Guadeloupe.....	130
6.5	Validation des modèles.....	131
6.5.1	Validation du modèle statique	131
6.5.2	Validation du modèle dynamique.....	136
6.6	Etudes dynamiques sur l'intégration de la production éolienne dans le réseau de Guadeloupe.....	137
6.6.1	Définition des conditions de fonctionnement avant la perte du groupe	137
6.6.2	Scénario de référence 1.....	140
6.6.3	Scénario de référence 2.....	142
6.6.4	Influence des différents types de commande de l'éolienne sur le comportement dynamique du réseau de Guadeloupe.....	143
6.6.5	Etude de l'influence de la période de consommation sur le comportement dynamique	145
6.7	Conclusion.....	148

Conclusion générale et perspectives 151

Références bibliographiques 155

Annexes..... 161

Liste des figures

Figure 1.1 : Dégât sur une éolienne sans dispositif anticyclonique.....	6
Figure 2.1 : Principe du contrôle de la puissance mécanique ([Kundur, 1994]).....	13
Figure 2.2 : Régulation primaire d'un groupe de production.....	15
Figure 2.3 : Statisme.....	16
Figure 2.4 : Régulation secondaire.....	18
Figure 2.5 : Domaine de fonctionnement dans les îles françaises.....	25
Figure 2.6 : Domaine de fonctionnement en Irlande.....	25
Figure 2.7 : Domaine de fonctionnement [U, Q] pour les réseaux HTB dans les îles françaises.....	26
Figure 2.8 : Capacités d'échange de puissance réactive pour le réseau de distribution irlandais pour les parcs éoliens de plus de 5MW.....	28
Figure 2.9 : Caractéristiques d'un creux de tension.....	29
Figure 2.10 : Creux de tension que les groupes de production doivent tolérer dans les îles françaises.....	29
Figure 2.11 : Creux de tension que doivent tolérer les parcs éoliens en Irlande.....	30
Figure 2.12 : Caractéristique statique Puissance/Fréquence pour les éoliennes en Irlande ...	31
Figure 2.13 : Technologies éoliennes.....	33
Figure 2.14 : Représentation de la MADA avec crowbar.....	40
Figure 3.1 : Evolution du coefficient c_p en fonction de λ et β	49
Figure 3.2 : Représentation de l'arbre de la turbine.....	50
Figure 3.3 : Modèle mécanique et aérodynamique de l'éolienne.....	51
Figure 3.4 : Domaine de fonctionnement en puissance [Ackermann et Wiley, 2005].....	53
Figure 3.5 : Zones de fonctionnement des éoliennes.....	55
Figure 3.6 : Evolution de la puissance en fonction de la vitesse de rotation de l'éolienne....	58
Figure 3.7 : Commande de l'éolienne.....	59
Figure 3.8 : Contrôle de la vitesse par action sur le couple électromagnétique.....	62
Figure 3.9 : Contrôle de la vitesse par action sur l'angle d'orientation des pales.....	62
Figure 3.10 : Saturation.....	63
Figure 3.11 : Limitation de la consigne de puissance.....	64
Figure 3.12 : Caractéristique statique fréquence puissance utilisée.....	65
Figure 3.13 : Régulation de fréquence.....	66
Figure 3.14 : Puissance produite en fonction de la vitesse du vent.....	67
Figure 3.15 : Apport inertiel.....	68
Figure 3.16 : Boucle de régulation de la tension.....	69
Figure 4.1 : Principales éléments intervenant du réseau étudié.....	73
Figure 4.2 : Modèle générique du système d'entraînement.....	73
Figure 4.3 : Modélisation du groupe diesel participant au réglage primaire de fréquence....	74
Figure 4.4 : Modélisation du groupe thermique participant au réglage primaire de fréquence.....	76
Figure 4.5 : Diagramme de l'alternateur et du système d'excitation.....	77
Figure 4.6 : Système d'excitation des alternateurs.....	78
Figure 4.7 : Système d'excitation implémenté.....	80
Figure 4.8 : Modèle des réseaux analysés.....	83
Figure 4.9 : Fréquence du réseau pour les scénarii de référence.....	84
Figure 4.10 : Fréquence du réseau en fonction de la commande éolienne implémentée.....	86

Figure 4.11 : Puissance et vitesse de l'éolienne en fonction de la commande implémentée.	87
Figure 4.12 : Scénario avec apport inertiel en fonction de la vitesse de variation de la fréquence	88
Figure 4.13 : Scénario avec limitation de dP/dt	89
Figure 4.14 : Fréquence du réseau en fonction de la production conventionnelle	91
Figure 4.15 : Analyses de l'influence de la production conventionnelle	92
Figure 4.16 : Scénario avec contrôle beta et limitation de $dP/dt = 0,4$ p.u./s.	93
Figure 4.17 : Scénario avec limitation de dP/dt	94
Figure 5.1 : Réseau de HTBf de la Nouvelle Calédonie (2007)	99
Figure 5.2 : Principaux centres de production électrique en Nouvelle Calédonie	100
Figure 5.3 : Réseau de distribution de Mont-Dore	101
Figure 5.4 : Monotone de charge du réseau 15 kV	104
Figure 5.5 : Puissance produite par les éoliennes	105
Figure 5.6 : Puissance réactive nette des parcs éoliens et importée de Ducos	106
Figure 5.7 : Tension dans le réseau 33 kV	107
Figure 5.8 : Réseau de distribution de Mont-Dore simplifié	109
Figure 5.9 : Production éolienne avec le nouveau parc	110
Figure 5.10 : Puissance réactive éolienne nette et puissance importée	111
Figure 5.11 : Tension dans le réseau 33 kV	111
Figure 5.12 : Comparaison des pertes	112
Figure 6.1 : Principaux centres de production électrique de la Guadeloupe	117
Figure 6.2 : Répartition de la production d'énergie électrique en Guadeloupe en 2006	120
Figure 6.3 : Réseau de transport et postes sources de Guadeloupe	121
Figure 6.4 : Courbe de charge du 23/10/2006	122
Figure 6.5 : Prévisions d'énergie consommée par an en Guadeloupe	124
Figure 6.6 : Prévisions de puissance de pointe en Guadeloupe	124
Figure 6.7 : Répartition de la production	126
Figure 6.8 : Consommation électrique selon le type de charge	128
Figure 6.9 : Production éolienne 17/06/2006	131
Figure 6.10 : Tension HTB Guadeloupe	135
Figure 6.11 : Comportement typique de la fréquence lors de la perte d'un groupe	136
Figure 6.12 : Comportement dynamique du scénario de référence 1	141
Figure 6.13 : Comportement dynamique de la fréquence du scénario de référence 2	143
Figure 6.14 : Scénario creux de consommation (150 MW)	144
Figure 6.15 : Scénario de consommation intermédiaire (200 MW)	147

Liste des tableaux

Tableau 2.1 : Exemple comparatif entre le réseau UCTE et le réseau de la Guadeloupe	12
Tableau 2.2 : Tension maximale acceptable dans le réseau de distribution en Irlande.....	26
Tableau 2.3 : Capacités d'échange de puissance réactive pour le réseau de transport irlandais	28
Tableau 3.1 : Principaux paramètres de l'éolienne.....	52
Tableau 4.1 : Paramètres du groupe diesel.....	75
Tableau 4.2 : Paramètres de la turbine à vapeur.....	76
Tableau 4.3 : Paramètres du système d'excitation	80
Tableau 4.4 : Synthèse des résultats	86
Tableau 6.1 : Répartition de la charge par poste source.....	123
Tableau 6.2 : Paramètres des moteurs	129
Tableau 6.3 : Vitesse du vent en Guadeloupe en 2006.....	130
Tableau 6.4 : Répartition de la consommation au niveau des postes sources (convention récepteur).....	133
Tableau 6.5 : Répartition de la production et consigne de tension dans les nœuds « PV » .	133
Tableau 6.6 : Production de puissance réactive des unités de production (convention générateur).....	134
Tableau 6.7 : Valeurs de P et Q obtenues pour le « Slack Bus »	134
Tableau 6.8 : Répartition de la consommation et des bancs capacitifs	138
Tableau 6.9 : Répartition de la production scénario sans éolienne	141
Tableau 6.10 : Répartition de la production scénario sans réserve éolienne.....	142
Tableau 6.11 : Répartition de la production scénario avec réserve éolienne 15%	144
Tableau 6.12 : Synthèse des résultats de fréquence.....	145
Tableau 6.13 : Répartition de la consommation et des bancs capacitifs	146
Tableau 6.14 : Répartition de la production	147

Chapitre 1

Introduction Générale

Les systèmes électriques insulaires sont a priori des lieux propices au développement de l'énergie éolienne :

- En premier lieu, les coûts de production des moyens conventionnels sont plus élevés que sur les grands réseaux à cause principalement du coût de transport sur site du combustible et de la faible taille des unités de production. Cela conduit à une diminution de l'écart de prix entre la production éolienne et celle de moyens de production conventionnels ;
- En deuxième lieu, il existe souvent un potentiel éolien important à exploiter, notamment pour les îles soumises aux alizés tel que Lyngø a constaté [Lyngø, 2000] ;
- En troisième lieu, les évolutions climatiques et les engagements en regard du protocole de Kyoto conduisent les différents acteurs à adopter un comportement en faveur des énergies renouvelables ;
- Finalement, les éoliennes permettent réduire les dépendances énergétique de produits fossiles et d'assurer l'approvisionnement électrique future de ces zones en pleine croissance de la demande énergétique.

Actuellement, la puissance éolienne installée dans les réseaux insulaires est relativement faible. Cela risque de changer car il y a un intérêt de plus en plus grand pour exploiter cette source de production. D'abord, les tarifs de rachat plus élevées de l'énergie éolienne (110 €/MWh dans les DOMs contre 82 €/MWh en métropole) encouragent les exploitants éoliens à établir de nouveaux projets. Dans le cas de la France, ces tarifs sont encore plus élevés dans les Départements d'Outre Mer qu'en métropole [Ministère de l'économie, 2006].

La croissance de l'énergie éolienne inquiète les gestionnaires des réseaux insulaires car cette production est très différente de celle de sources conventionnelles. De plus, ces réseaux peuvent atteindre des niveaux de pénétration éolienne important très rapidement à cause de leur faible taille. Or les réseaux insulaires sont plus fragiles que les réseaux interconnectés et l'insertion massive d'éoliennes s'accompagne de contraintes qui peuvent dégrader le fonctionnement du système électrique. Si l'on souhaite maintenir des conditions

d'exploitation satisfaisantes en présence d'une forte proportion d'énergie éolienne il est nécessaire de proposer des solutions de commande adaptées. C'est l'objectif de notre présente étude.

Les études de la production éolienne en milieu insulaire sont rares. La quasi-totalité des études s'intéressent au comportement des réseaux interconnectés, notamment dans les pays ayant une forte pénétration éolienne comme l'Allemagne, le Danemark, l'Espagne, etc.

Compte tenu de leur taille limitée, soulignons qu'il est possible de mener des études plus précises d'une forte pénétration éolienne dans les réseaux insulaires. Nous allons analyser dans ce document deux problématiques différentes liées à l'augmentation de la production dans ces réseaux :

- La première concerne le réseau de distribution du Mont-Dore en Nouvelle Calédonie. Ce réseau est faiblement chargé et devient donc exportateur de puissance électrique. Ce qui conduit à des problèmes de tension ;
- La deuxième porte sur le réseau de Guadeloupe. L'intérêt ici est d'étudier le comportement dynamique du réseau en prenant en compte que les éoliennes participent au réglage de fréquence. Nous allons proposer de nouvelles lois de commande pour faire participer les éoliennes à ce service système.

Dans nos études, nous ne réaliserons pas des analyses économiques. Cependant, nous essayons de suivre à peu près les politiques de gestion technico-économiques appliquées dans les réseaux étudiés.

Nous présentons maintenant les partenaires industriels du projet.

1.1 Contexte économique et politique

1.1.1 EDF Systèmes Electriques Insulaires (EDF-SEI)

EDF a créé la Direction SEI, en 2004, afin d'adapter son projet industriel et social dans les « zones non interconnectées » au réseau métropolitain continental. Cette direction assure le service public de l'électricité dans les territoires suivants :

- Corse : Energie livrée en 2007 : 1898 GWh

Puissance installée en 2007 : 543 MW

Part des énergies renouvelables en 2006 : 20,5%

Deux interconnexions de 50 MW

- Guadeloupe et îles du Nord : Energie livrée en 2007 : 1883 GWh
Puissance installée en 2007 : 410 MW
Part des énergies renouvelables en 2006 : 13,5%
- Guyane : Energie livrée en 2007 : 749 GWh
Puissance installée en 2007 : 251 MW
Part des énergies renouvelables en 2006 : 74%
- Martinique : Energie livrée en 2007 : 1488 GWh
Puissance installée en 2007 : 371 MW
Part des énergies renouvelables en 2006 : 2,2%
- Ile de la Réunion : Energie livrée en 2007 : 2461 GWh
Puissance installée en 2007 : 587 MW
Part des énergies renouvelables en 2006 : 36,2%
- Saint-Pierre et Miquelon : Energie livrée en 2007 : 42 GWh
Puissance installée en 2007 : 27 MW
Part des énergies renouvelables en 2007 : 1,7%

EDF-SEI regroupe au total 1 million de clients et un parc de production de 1735 MW sur un total de 2273 MW tous producteurs confondus.

N'étant pas, ou très peu, reliés à un réseau interconnecté, les systèmes électriques insulaires ont une situation électrique spécifique Elle se caractérise par son isolement et leur petite taille. Ce fait conduit à un coût de production du MWh beaucoup plus élevé qu'en métropole (en 2007 il était de l'ordre de 110 à 170 €/MWh selon les systèmes, et presque 300 € à Saint-Pierre et Miquelon). Pour la même année le coût de l'énergie reflété dans le tarif au client

s'est établi à 47,35 €/MWh grâce à la péréquation tarifaire. Le prix de revient de l'électricité est donc, dans le meilleur des cas, deux fois plus élevé que son prix de vente.

EDF-SEI est l'acheteur unique de l'ensemble de la production d'électricité de chacune des îles dans lesquelles il est présent. Il permet d'introduire la concurrence, et une maîtrise des coûts de production. Le Centre EDF est également producteur, chacune de ses propres centrales disposant d'un contrat d'achat «virtuel», analogue à ceux des autres producteurs. Cela permet une mise en concurrence de chaque centrale.

Le projet industriel d'EDF-SEI dans le contexte de croissance soutenue de la demande d'électricité et du respect de l'environnement est de :

- Renforcer le développement de la maîtrise de la demande d'énergie ;
- Promouvoir le développement des énergies renouvelables ;
- Moderniser et renforcer les moyens de production existants. Les nouvelles centrales seront équipées de moteurs diesel, convertibles au gaz naturel et aptes à utiliser des bio-combustibles.

Le développement des énergies renouvelables est donc un enjeu majeur pour EDF-SEI. Avec déjà près d'un quart d'électricité (24%) issue des ENR en 2007, les systèmes énergétiques insulaires sont très en avance sur les objectifs européens (20% à l'horizon 2020) et sur l'orientation française issue du Grenelle de l'Environnement (23% en 2020) [Européen, 2008], [Ministère de l'Ecologie, 2008].

Pour l'avenir, compte tenu de la croissance élevée de la consommation d'électricité, le seul maintien de cette part proportionnelle d'énergies renouvelables implique de renforcer la politique de maîtrise de l'énergie et de développer de nouveaux projets d'énergie renouvelable. Les perspectives optimistes prévoient pour 2015, une part d'énergie renouvelable de 28%. Les prévisions d'évolution sont les suivantes : Réunion : 32,6 %, Guadeloupe : 19,7%, Martinique : 11%, Guyane : 61%, Corse 28,5%, et Saint-Pierre et Miquelon : 1,7%.

Actuellement, l'insertion des énergies renouvelables intermittentes est limitée à 30% pour les systèmes électriques insulaires (arrêté du 23 avril 2008) afin de limiter les risques de black-out. EDF recherche des solutions pour faire reculer ce seuil technique en investissant dans :

- Le développement des moyens de prévoir les productions éolienne et photovoltaïque ;
- La recherche de nouvelles fonctionnalités des sources de production renouvelable qui assurent les services systèmes dans le réseau ;
- Les technologies de stockage : batteries, pompage hydraulique...

1.1.2 Electricité et Eau de Calédonie (EEC GDF Suez)

EEC est une filiale de GDF Suez. Elle est une entreprise de distribution d'énergie électrique qui est implantée à Nouméa depuis 1929. Elle gère les distributions d'électricité des communes de Nouméa, Mont-Dore, Dumbéa, Bourail, Kaala-Gomen, Koumac et Lifou (plus de 50000 clients pour l'ensemble). Elle assure également la maintenance et l'exploitation des installations de l'éclairage public.

La situation énergétique de la Nouvelle Calédonie se caractérise par :

- Une dépendance importante (environ 90%) de la production d'électricité par rapport aux importations de produits pétroliers, en particulier le gasoil et le fioul lourd ;
- Des coûts de production d'électricité élevés, tant au niveau du carburant que des opérations de maintenance.

La Nouvelle-Calédonie a opté pour une politique forte d'intégration des énergies renouvelables et notamment la production éolienne grâce à un potentiel important [Pacifique, 2006]. Dans ce contexte, EEC GDF SUEZ est engagée dans le développement durable avec les éoliennes du grand Sud qui produisent 49% de la consommation annuelle de la Ville du Mont-Dore.

1.2 Les risques climatiques :

Le positionnement géographique des îles pose aussi de problèmes pour le développement éolien. En effet, elles sont fréquemment traversées par de vents cycloniques qui se forment au dessus des eaux chaudes des mers tropicales. Cette situation oblige à utiliser de technologies éoliennes pouvant résister à ces vents.

Le Pacifique Sud, par exemple, est particulièrement exposé aux cyclones pendant la saison chaude, de décembre à avril. On considère en général qu'en moyenne une dizaine de dépressions tropicales se forment chaque année dans cette zone.

Les dépressions tropicales et cyclones peuvent entraîner des vents exceptionnels supérieurs à 100 km/h avec des rafales à 250 km/h et des précipitations très fortes. Ils peuvent avoir des effets dévastateurs en raison de la force du vent et du volume des précipitations qui les accompagnent. Mais la qualité de l'alerte permise par les observations par satellite et les progrès des techniques de constructions anticycloniques (qui sont cependant loin d'être généralisées) permettent de réduire sensiblement le nombre de victimes et les dégâts matériels. Cela ne supprime cependant pas les risques comme l'a montré le cyclone Erika qui a provoqué d'énormes dégâts en mars 2003. La Figure 1.1 montre les dégâts sur une éolienne sans dispositif anticyclonique suite au passage de ce cyclone en Nouvelle Calédonie. Le cyclone a ravagé le site de Plum. Sur 20 éoliennes de 225 kW, seule une a été épargnée.



Figure 1.1 : Dégât sur une éolienne sans dispositif anticyclonique

1.3 Structure du document

La thèse est structurée en six chapitres. Après ce chapitre introductif, le chapitre 2 décrit les principales spécificités des réseaux insulaires et de la production éolienne. Nous analysons également dans ce chapitre les normes actuelles de raccordement des groupes de production dans les réseaux insulaires.

L'adaptation des lois de commande des éoliennes en vue de les faire participer aux services systèmes est décrite dans le troisième chapitre. Ces lois de commande sont ensuite appliquées sur un réseau très simple, dans le chapitre 4, afin de montrer clairement les impacts de l'intégration de la production éolienne sur le comportement dynamique du réseau.

Dans le cinquième chapitre, nous présenterons les résultats de l'étude réalisée en Nouvelle Calédonie. Nous proposerons différentes méthodes de contrôle de la puissance réactive des parcs éoliens dans le but d'augmenter la pénétration éolienne. Une détermination du taux maximal de pénétration éolienne et des pertes en fonction de la méthode de contrôle utilisée sera réalisée.

Enfin, dans le sixième chapitre, nous montrons les résultats de l'étude du réseau de Guadeloupe. L'objectif ici est d'évaluer l'impact de l'insertion de principes de commande évoqués dans le chapitre 3 et 4 sur le comportement dynamique en fréquence du système électrique.

Chapitre 2

Les réseaux électriques insulaires et la production éolienne

2.1. Introduction

La production éolienne et les réseaux insulaires comptent un grand nombre de spécificités par rapport à la production conventionnelle et les réseaux continentaux respectivement. Une connaissance approfondie de leurs caractéristiques est nécessaire afin d'analyser par la suite l'interaction des deux ensembles.

Dans la première partie de ce chapitre, nous nous proposons de montrer les principales différences entre les réseaux insulaires et les réseaux continentaux. Puis, nous analysons les principales caractéristiques de la production éolienne. Nous examinons ensuite les normes actuelles de raccordement des groupes de production dans les réseaux insulaires, avec une attention spéciale portée sur la production éolienne. Nous abordons par la suite les spécificités de la production éolienne et leurs principaux effets sur les réseaux insulaires. Nous terminons le chapitre avec une vision future de la gestion des réseaux insulaires ayant une forte pénétration éolienne.

2.2. Principales caractéristique des réseaux insulaires

La principale caractéristique des réseaux insulaires est sa taille, très limitée. Nous pouvons distinguer deux types de réseaux insulaires :

- Les « petits » systèmes isolés, devant produire sur place l'ensemble de l'électricité qu'ils consomment comme ceux de la Nouvelle Calédonie, La Guadeloupe, Madère, etc. ;
- Les systèmes autonomes disposant d'une interconnexion synchrone limitée comme celui de la Corse (interconnexion en courant alternatif Sardaigne-Corse).

Par opposition aux réseaux interconnectés, les réseaux insulaires se caractérisent par :

- Une faible puissance de court-circuit : les niveaux de tension utilisés pour le transport dans la plupart des réseaux insulaires sont plus faibles par rapport à ceux des réseaux interconnectés. En plus, ces réseaux comptent un faible nombre de groupes fonctionnant en parallèle et une faible puissance unitaire. Tout cela conduit à des valeurs de puissance de court-circuit faibles;
- Une grande sensibilité aux variations de la production : le rapport entre l'inertie du groupe le plus puissant avec celle de la totalité du réseau est grand. C'est pourquoi, dans un réseau insulaire le choix d'utiliser une puissance unitaire plus ou moins importante conduira à fixer une réserve primaire plus importante par rapport à la puissance produite à un instant donné ou dégrader la qualité, en terme de probabilité de délestage de charge.
- Une limitation de la capacité de nouveaux moyens de production : cet intitulé est lié au précédent. En effet, la puissance maximale des groupes de production dans les réseaux insulaires est limitée d'après des mécanismes technico économiques, ce qui conduit à un coût d'installation par kilowatt plus grand.

Les deux dernières caractéristiques présentées ci-dessus, conduisent à ce que l'incident dimensionnant pour définir la réserve primaire de puissance ou énergie réglante d'un réseau insulaire soit considérable en pourcentage par rapport à la puissance totale produite dans le réseau à un instant donné. Cela est contraire à ce qui se passe dans un réseau interconnecté, dans lequel la réserve primaire a des valeurs très faibles par rapport à la puissance totale produite dans le réseau. De plus, les probabilités de l'occurrence du défaut dimensionnant au niveau d'un réseau insulaire sont très élevées par rapport à celles d'un réseau interconnecté.

Afin de disposer d'une certaine quantité de réserve primaire, les groupes de production doivent fonctionner à des valeurs de puissance inférieures à la puissance nominale en réduisant ainsi l'efficacité du processus de transformation de l'énergie (le point de fonctionnement optimal étant proche de la puissance nominale). Nous soulignons que ces marges de réserve dans les réseaux insulaires sont importantes en proportion. Ceci occasionne des coûts de réserve primaire très importants et a une incidence importante sur le prix de revient de l'énergie électrique dans ce type de réseau. Il est donc nécessaire, dans la mesure du possible, de réduire au maximum ces marges de réserve, en conservant autant que possible la fiabilité du réseau. En conséquence, dans les réseaux insulaires, la marge de

réserve par rapport aux défauts va être très faible, voir nulle. Il est donc courant de s'appuyer sur le délestage de charge comme un moyen permettant de retrouver l'équilibre production-consommation lors d'un incident grave dans le réseau. On peut trouver dans ces types de réseau des procédures que l'on ne retrouve pas dans un réseau interconnecté, telle qu'une modification mensuelle de l'ordre de délestage (délestage tournant) cherchant à éviter que cette mesure ne touche toujours les mêmes clients.

En plus de ces inconvénients qui rendent plus difficile de faire face aux incidents du système, les réseaux insulaires sont dépourvus de certains avantages que l'on trouve sur les systèmes interconnectés :

- La possibilité d'employer des centrales de production plus grandes et moins chères;
- Le foisonnement de la charge due à une demande différente des multiples régions ou systèmes pendant le jour. Cela permet de prévoir la consommation électrique avec une plus grande fiabilité et ainsi de mieux programmer les moyens de production.

2.2.1 Exemples illustrant les différences entre le réseau européen et un réseau insulaire

Afin d'observer plus clairement les principales différences décrites précédemment, nous allons comparer certaines données du réseau de Guadeloupe fournies par le gestionnaire du réseau (EDF-SEI) avec celles du réseau européen, publiées par l'Union pour la Coopération du Transport de l'Electricité (UCTE) [UCTE, 2007].

La production totale de l'année 2006 pour le réseau interconnecté de l'UCTE a été de 2619560 GWh. Celle du réseau de Guadeloupe pour la même année a été de 1530 GWh. La puissance moyenne produite par l'ensemble des groupes de production connectés à ces réseaux est de 299 GW pour le réseau européen et de 174,6 MW pour le réseau de la Guadeloupe. La puissance moyenne produite dans le réseau européen est donc 1712 fois la puissance moyenne produite dans le réseau de la Guadeloupe.

Le groupe de production le plus puissant dans le réseau européen est une tranche nucléaire avec Réacteur à Eau sous Pression (REP) de dernière génération du type N4. La puissance d'une telle tranche est de 1450 MW. Au niveau de la Guadeloupe les groupes les plus puissants sont deux groupes charbon-bagasse de 32 MW chacun (18,3% de la puissance

moyenne en 2006). La puissance de fonctionnement de ces groupes est déterminée selon la période de la journée. Pour une période de consommation intermédiaire les groupes charbon-bagasse sont limités à une production d'environ 23 MW.

La réserve primaire européenne est déterminée, dans le manuel d'opération de l'UCTE, par la perte simultanée des deux plus gros groupes, soit deux tranches N4 en même temps (3000 MW) [UCTE, 2004]. En Guadeloupe ces règles sont déterminées par EDF-SEI. Elles varient en fonction de la production dans le réseau. Pour une production intermédiaire, la réserve primaire correspond à environ 23 MW.

Le Tableau 2.1 résume les principales différences présentées ci-dessus.

	Réseau UCTE		Réseau Guadeloupe	
	MW	%	MW	%
Puissance moyenne en 2006	299000	100	174,6	100
Puissance du plus gros groupe	1450	0,5	32	18
Réserve heure intermédiaire	3000	1	23	13,2

Tableau 2.1 : Exemple comparatif entre le réseau UCTE et le réseau de la Guadeloupe

Si on ramène le pourcentage de réserve du réseau de Guadeloupe au niveau européen ou le pourcentage du plus gros groupe européen au niveau du réseau de Guadeloupe on obtient que, dans le premier cas, la réserve du réseau UCTE devrait être de 39,5 GW (plus ou moins deux tiers de la production de toute la France) ou que la puissance du plus gros groupe en Guadeloupe serait de 847 kW, dans le deuxième cas. Ces deux exemples nous permettent de voir clairement les différences de ratios entre les réseaux insulaires et le réseau UCTE.

2.3 La gestion des réseaux insulaires

Nous avons observé dans les paragraphes précédents que les réseaux insulaires ont plusieurs particularités par rapport aux réseaux interconnectés. En conséquence, la gestion de ce type de réseau est différente.

Le gestionnaire du réseau doit assurer une bonne qualité du produit « électricité » en veillant à ce que les éléments composant le système fonctionnent dans les limites pour lesquelles ils ont été conçus. Il doit également assurer une continuité du service, même dans les périodes

critiques, tout en conservant un équilibre entre les marges de sécurité et les coûts d'exploitation. Cette dernière contrainte est très importante au niveau des réseaux insulaires où le gestionnaire du réseau est obligé d'avoir des marges de sécurité plus petites que dans les réseaux interconnectés, afin de pouvoir atteindre une viabilité économique à des prix acceptables.

Les grandeurs des éléments connectés au réseau qu'il faut particulièrement surveiller sont les efforts mécaniques dans les machines, la tension, le courant et la fréquence. Le maintien de ces grandeurs à l'intérieur de certaines limites permettra un bon fonctionnement du réseau et de l'ensemble de ses équipements. Ceci s'obtient en grande partie avec le contrôle de la puissance active et de la puissance réactive échangées dans le réseau. Les principales caractéristiques de ces contrôles sont présentées dans le sous-chapitre suivant.

2.3.1 Réglage de la fréquence et contrôle de la puissance active

Le contrôle de la puissance active produite par les groupes de production est lié au réglage de la fréquence du réseau. Cette fréquence doit être maintenue à l'intérieur de certaines limites afin de respecter les conditions techniques de fonctionnement du réseau.

La Figure 1 présente le principe du contrôle de la puissance active au niveau d'une turbine classique. La puissance fournie par la turbine se présente sous la forme du couple mécanique produit en sortie de la turbine et de sa vitesse de rotation, liée à la fréquence des grandeurs électriques du réseau. La puissance demandée par le réseau se présente sous la forme du couple électromagnétique au niveau du générateur et de la vitesse de rotation de ce générateur liée également à la fréquence du réseau.

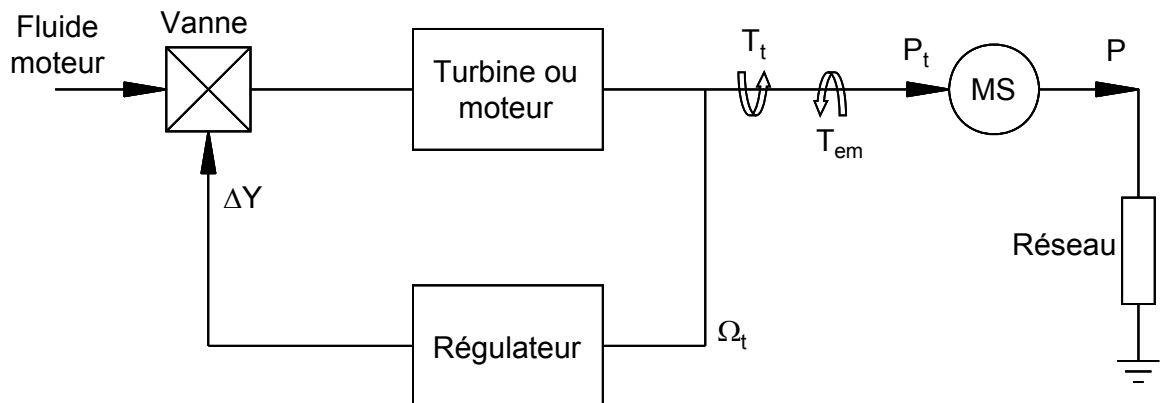


Figure 2.1 : Principe du contrôle de la puissance mécanique ([Kundur, 1994])

Tout changement dans la consommation est vu par le système comme une variation au niveau du couple électromagnétique et toute variation de la production est observée comme une variation du couple mécanique. Pour conserver l'équilibre et ainsi une fréquence constante dans le réseau, la production doit s'adapter à tout moment aux variations de la consommation. Si la consommation excède la production, le système est en déséquilibre, la vitesse des machines et, par voie de conséquence, la fréquence du réseau baissent. A contrario, si c'est l'offre qui est supérieure à la demande, le système voit les groupes accélérer et la fréquence augmenter. On observe cela plus clairement dans l'équation (2-1).

$$\sum_{i=1}^n J_i \cdot \frac{d\Omega_t}{dt} = T_a = T_t - T_e \quad (2-1)$$

Où :

- J_i : Inertie de chaque groupe de production
- T_a : Couple d'accélération
- T_t : Couple mécanique de la turbine ou moteur
- T_e : Couple électromagnétique
- Ω_t : Vitesse de rotation de la turbine ou moteur
- ΔY : Variation de la position de la vanne

Les réseaux insulaires disposent d'un faible nombre de groupes de production reliés. On a donc une valeur faible pour la somme des inerties J_i dans l'équation (2-1). En plus, l'inertie de chaque groupe a un poids relatif important et ainsi une grande influence dans le bilan production-consommation du réseau. Une perte de groupe peut conduire à des variations de fréquence pouvant aller jusqu'à plusieurs Hertz, voir même un écroulement de fréquence, si les mesures de défense envisagées ne sont pas bien dimensionnées.

Afin de réduire les variations de fréquence, la principale mesure de défense consiste à prévoir une réserve de puissance, pour équilibrer la puissance délivrée par les générateurs et la consommation à chaque instant. Cette mesure de protection est très chère et doit être par conséquent limitée. D'autres mesures, touchant le consommateur, comme la mise en marche du délestage automatique de charges sont utilisées assez régulièrement dans les réseaux insulaires.

Dans les réseaux électriques trois niveaux de réserve de puissance différents existent, chacun lié à une action de contrôle différente. On les présente par la suite.

2.3.1.1 Régulation primaire

La régulation primaire de fréquence est destinée à faire face aux déséquilibres de dynamique rapide tels que la perte d'un groupe de production. Elle permet de retrouver l'équilibre production-consommation après une perturbation, si toutefois la réserve primaire disponible est suffisante. Cette régulation doit assurer la stabilisation de la fréquence à une valeur proche de la valeur nominale et dans une échelle de quelques secondes.

La réserve de puissance utilisée dans la régulation primaire de fréquence est constituée d'abord de l'inertie mécanique des rotors de tous les groupes fonctionnant en synchronisme ainsi que de la réserve conservée au niveau de certains groupes de production. Ces groupes, pouvant libérer une réserve de puissance très rapidement, sont exploités à des valeurs de production inférieures à la puissance nominale.

La régulation primaire est effectuée par l'intermédiaire d'une boucle de régulation de vitesse située dans chacun des groupes de production participant à cette régulation. Cette boucle de régulation est une partie du régulateur de la Figure 2.1 et est montrée en détail dans la Figure 2.2. Pour un groupe donné, le régulateur de vitesse agit sur les organes d'admission du fluide moteur à la turbine, par l'intermédiaire d'une variation de la position de la vanne ΔY , conduisant à une augmentation ou à une réduction de la puissance produite par le groupe.

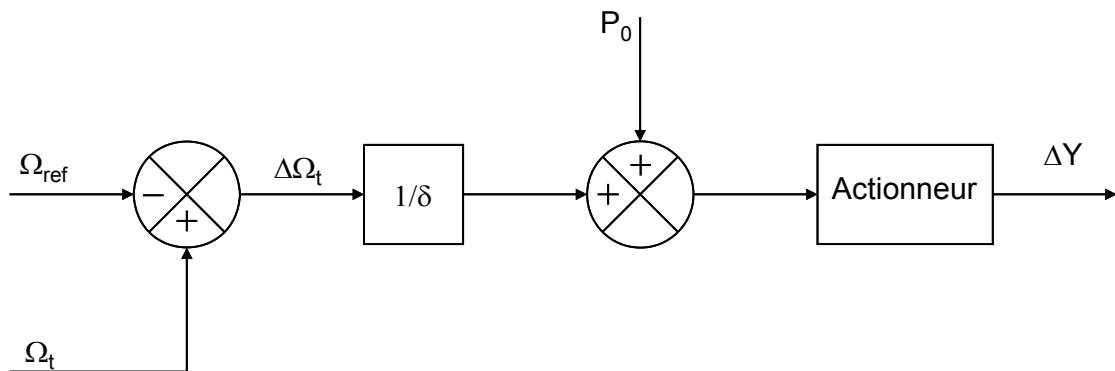


Figure 2.2 : Régulation primaire d'un groupe de production

A partir de la Figure 2.2, on peut dire que le régulateur de vitesse de la régulation primaire cherche à imposer sur chaque groupe de production une relation linéaire entre la vitesse (image directe de la fréquence) et la puissance. Cette relation s'écrit sous la forme :

$$P - P_0 = \frac{1}{\delta} (f - f_{nom}) \quad (2-2)$$

- Où : P : Puissance débitée par le groupe [p.u.]
 P_0 : Puissance programmée du groupe [p.u.]
 f : fréquence du réseau [p.u.]
 f_{nom} : fréquence nominale du réseau [p.u.]
 δ : statisme du régulateur du groupe

Un écart de vitesse se produit lors d'une variation de la consommation. Le régulateur va chercher à atteindre une nouvelle valeur de production en fonction de l'écart de vitesse et du gain statique $1/\delta$ déterminé dans l'équation (2-2). La valeur programmée de puissance P_0 , qui correspond à la référence de production de la Figure 2.2, permet de fixer une certaine quantité de réserve primaire. Dans la Figure 2.3, on peut observer la caractéristique statique pour trois références de production différentes et avec un statisme de 4%.

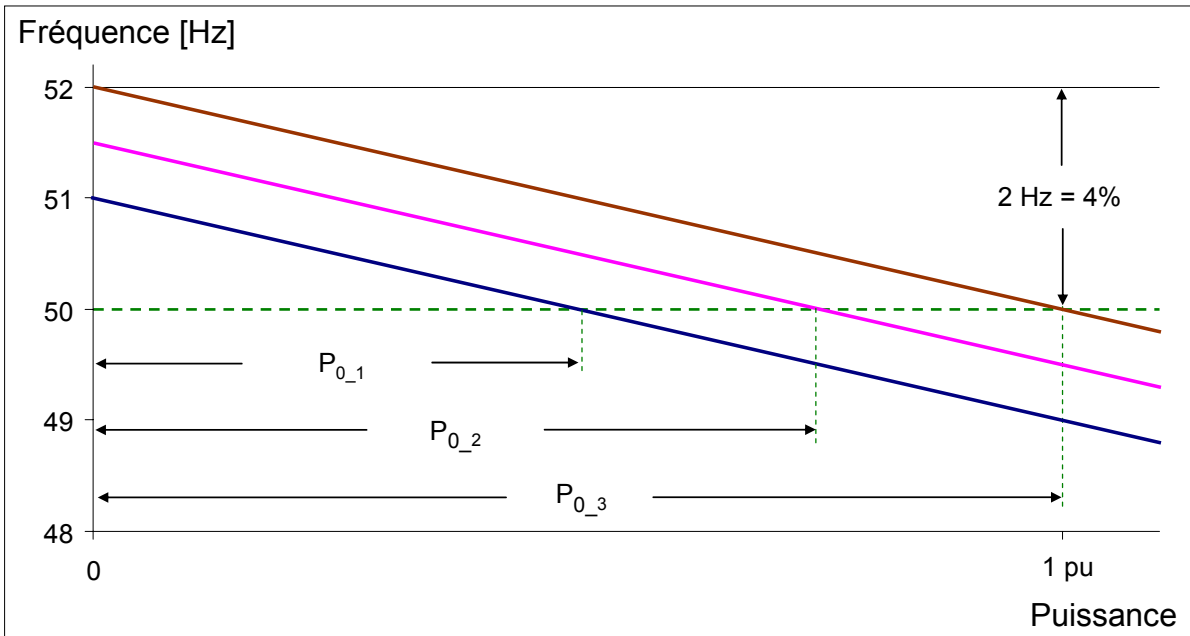


Figure 2.3 : Statisme

On observe dans la Figure 2.3 que la production va saturer plus ou moins rapidement en fonction de P_0 . C'est pourquoi il est nécessaire de prendre en compte un autre concept lié à la régulation primaire de fréquence dans le réseau. C'est le concept de l'énergie réglante du groupe qui est liée au gain statique et qui est définie par l'expression :

$$K = \frac{1}{\delta} \frac{P_{nom}}{f_{nom}} \quad (2-3)$$

- Où : K : Energie réglante du groupe [MW/Hz]
 P_{nom} : Puissance nominale du groupe [MW]

f_{nom} : Fréquence nominale du réseau [Hz]

δ : statisme du régulateur du groupe

Cette expression est valable pour une production inférieure à la puissance nominale, valeur dans lequel l'énergie réglante du groupe devient égale à 0. La notion d'énergie réglante au niveau d'un réseau interconnecté ne pose pas de problème car il est très peu probable qu'un incident conduise à la saturation des groupes de production. Dans un réseau insulaire il existe une forte probabilité que certains groupes de production satureront lors d'un incident critique. Cela conduit à une notion d'énergie réglante difficile à déterminer dans ce type de réseaux.

Une comparaison entre le réseau interconnecté UCTE et le réseau de Guadeloupe peut également être réalisée pour la notion d'énergie réglante. Cette dernière est revue périodiquement pour le réseau UCTE. Elle était fixée à 21000 MW/Hz pour l'année 2005 [RTE, 2005]. Celle du réseau de Guadeloupe n'est pas fixée. Elle change d'une façon importante en fonction du nombre de groupes démarrés à un instant donné. L'énergie réglante du réseau de Guadeloupe pour la production moyenne déterminée précédemment (174,6 MW/Hz) et en prenant en compte une répartition de production typique est de 92,35 MW/Hz (cf. annexe 1). Par conséquent, si l'on perd le plus gros groupe dans chacun de ces deux réseaux (1450 MW et 23 MW respectivement) :

- On a une baisse de 69 mHz et chaque groupe réglant participe à un niveau de 3,45 % de sa puissance nominale pour le réseau de l'UCTE ;
- On a une baisse de 0,25 Hz et chaque groupe fournit 12,5 % de sa puissance nominale s'il ne rentre pas dans une zone de saturation pour le réseau de Guadeloupe.

2.3.1.2 Régulation secondaire

L'action de la régulation primaire de vitesse permet de rétablir rapidement l'équilibre offre-demande, mais elle conduit à un écart Δf de la fréquence par rapport à sa valeur de consigne en régime permanent. Cet écart dépend principalement du statisme global du réseau, de l'énergie réglante du réseau et de la sensibilité de la charge aux variations de fréquence (les caractéristiques de la charge seront présentées dans les chapitres 4 et 6). La restauration de la fréquence du réseau à la valeur nominale exige l'action d'une commande supplémentaire qui

ajuste la consigne de production d'un certain nombre de groupes. C'est ce qu'on appelle la régulation secondaire.

Dans un réseau insulaire la régulation secondaire a un objectif unique qui est de ramener la fréquence à la valeur nominale. Dans les réseaux interconnectés, la régulation secondaire a un deuxième objectif : faire revenir les transits de puissance entre les pays à leurs valeurs contractuelles. L'implémentation de la régulation secondaire est donc beaucoup plus simple à réaliser dans les réseaux insulaires. Il s'agit d'ajouter une régulation de type intégrale qui agit sur la référence de production des unités (cf. Figure 2.4).

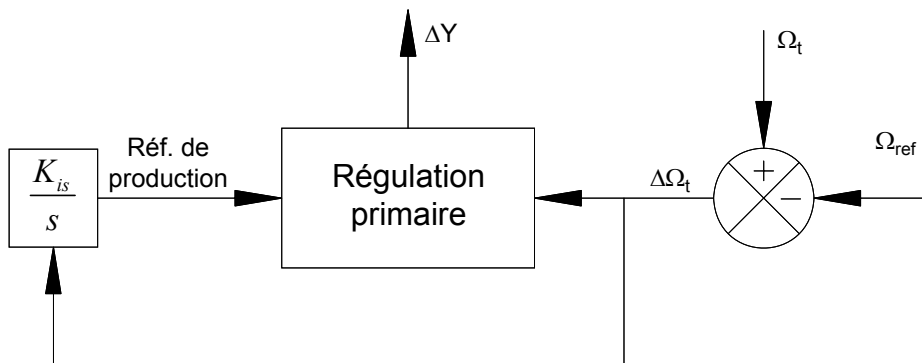


Figure 2.4 : Régulation secondaire

L'action de la commande intégrale assure que l'erreur de vitesse $\Delta\omega_t$ (liée à la fréquence) en régime établi soit nulle. Le paramètre K_{is} est réglé de sorte l'action associée soit beaucoup plus lente que celle de la régulation primaire de vitesse. La régulation secondaire doit en effet agir lorsque l'effet de la régulation primaire est terminé et la fréquence est stabilisée. La régulation secondaire ajuste la référence de production sur chacun des groupes en réajustant leur puissance de sortie. Ceci permet de ramener la génération de toutes les autres unités qui ne participent pas à la régulation secondaire aux valeurs d'origine. La régulation secondaire permet ainsi de restaurer le point de fonctionnement de tous les groupes de production aux valeurs de consigne.

Nous soulignons que dans les réseaux insulaires on parle plutôt de réglage secondaire car cette action est réalisée la plupart du temps manuellement dans un seul site de production.

2.3.1.3 Réglage tertiaire

Les réserves de puissance primaire et secondaire sont limitées et encore plus dans les réseaux insulaires. Suite à un incident dans le réseau, une variation importante des niveaux de réserve

peut se produire. Il est même possible que la réserve secondaire soit épuisée et que l'action du réglage secondaire ne puisse pas annuler entièrement les écarts de fréquence. Il est par suite nécessaire de disposer de nouveaux moyens de production ou de moyens de production en fonctionnement pouvant être mobilisés en quelques minutes à la demande du dispatching. Cette action est appelée réglage tertiaire.

Le réglage tertiaire est un réglage manuel avec lequel le dispatching peut mobiliser à la hausse ou à la baisse des volumes de puissance disponibles. L'injection dans le réseau de cette puissance permet de compenser les déséquilibres profonds et durables entre production et consommation et de ramener la fréquence à la valeur nominale, de reconstituer les réserves primaire et secondaire, de maintenir les marges d'exploitation à des niveaux suffisants et de reconnecter les charges délestées, permettant ainsi de se prémunir de tout nouvel aléa. [Bornard, et al.].

Dans les réseaux insulaires, la réserve tertiaire rapide (délais de mobilisation de 15 minutes normalement) est composée principalement de turbines à combustion (TAC).

2.3.2 Réglage de la tension et contrôle de la puissance réactive

Ce sous-chapitre présente les principales caractéristiques de la régulation de tension appliquée dans les réseaux insulaires. Le réglage de tension dans ce type de réseau est plus simple que dans un réseau interconnecté. Pour en savoir plus sur certaines caractéristiques qu'on ne retrouve que dans les réseaux interconnectés, le lecteur peut se reporter aux références bibliographiques [Bornard, et al.], [Kundur, 1994].

De même que pour la puissance active, le bilan global de la puissance réactive produite et consommée dans l'ensemble du système électrique doit être équilibré. Les objectifs du contrôle de puissance réactive dans le réseau sont les suivants :

- Conserver à tout moment la tension de tous les points du réseau à l'intérieur des plages contractuelles ;
- Réduire les pertes globales du réseau;
- Maximiser les capacités de transport de la puissance active dans les lignes ;
- Conserver des marges de stabilité élevées.

Soulignons que l'exploitant cherche à maintenir le plan de tension le plus élevé possible (dans la limite des contraintes techniques) pour des raisons économiques (diminution des pertes) et de sécurité (stabilité des groupes de production et tenue dynamique de la tension).

Le problème du maintien du plan de tension est un des principaux objectifs du contrôle de la puissance réactive. En effet, le transport de la puissance électrique, depuis les sources de production jusqu'au consommateur final, conduit à des variations de tension. Ces variations dépendent de la puissance active et réactive échangées avec les charges et de la topologie des lignes de transport ou de distribution. Compte tenu de la taille réduite d'un réseau insulaire, l'équation (2-4) permet de calculer approximativement la variation de tension entre les deux extrémités d'une ligne.

$$\Delta V = \frac{RP + XQ}{V} \quad (2-4)$$

Où : ΔV : Variation de la tension simple entre le nœud injecteur et récepteur

V : Tension simple du nœud récepteur

R : Résistance de la ligne

X : Réactance de la ligne

P : Puissance active traversant la ligne

Q : Puissance réactive traversant la ligne

Il convient par conséquent de produire la puissance réactive près des charges afin de compenser localement la consommation et réduire la valeur de Q dans l'équation (2-4). Cette compensation est d'autant plus nécessaire dans le réseau de transport où la valeur des réactances est beaucoup plus élevée que celle des résistances (dans un réseau du type insulaire la valeur des réactances est typiquement proche de 5 fois la valeur des résistances). Ce qui fait que la variation de tension dans le réseau de transport dépend essentiellement de la puissance réactive consommée ou produite à chaque extrémité de ligne.

Le contrôle de la tension dans le réseau est réalisé grâce à deux types de compensation. Une compensation appelée active et une autre appelée passive.

La compensation passive prend en compte la compensation de la puissance réactive ou correction du facteur de puissance dans le réseau de distribution. Elle est réalisée

principalement à partir de condensateurs en parallèle qui vont s'enclencher ou se déclencher par l'intermédiaire de relais, suivant le courant ou l'heure et la période de l'année. Les principaux avantages de cette solution basée sur des condensateurs en parallèle sont leur faible coût et leur flexibilité d'installation et d'opération. Ils peuvent facilement être installés dans divers points du réseau, contribuant de ainsi à l'efficacité du transport et de la distribution d'énergie. Le principal inconvénient des condensateurs en parallèle est que leur production de puissance réactive est proportionnelle au carré de la tension. En conséquence, cette production est plus faible lors des valeurs de tension basses quand il est susceptible d'être nécessaire une production plus importante.

La seconde solution, la compensation active, est fine et rapide. Dans les réseaux insulaires elle est réalisée par les groupes de production conventionnels. Elle permet de maintenir la tension du poste où ils sont raccordés à une valeur de consigne donnée, dans la limite de leur capacité à fournir ou absorber de la puissance réactive. Ces groupes réalisent aussi l'équilibre avec la consommation de puissance réactive qui n'a pas été compensé par la compensation passive. Le contrôle de la puissance réactive ou de la tension dans les machines synchrones des centrales conventionnelles se fait grâce à une régulation automatique de tension. Ce régulateur contrôle la tension du circuit d'excitation de façon à surexciter la machine synchrone pour augmenter la production de puissance réactive ou la sous exciter pour la réduire. Les machines synchrones ont une bonne capacité de production de puissance réactive, ce qui leur permet de compenser un large domaine de tension et de ramener la tension à des niveaux acceptables après l'élimination d'un défaut par exemple, et d'éviter ainsi de problèmes d'instabilité de tension.

Dans un réseau insulaire il n'y a normalement qu'une seule zone de réglage de tension contrairement aux réseaux interconnectés qui disposent de plusieurs zones. Ainsi, le réglage tertiaire des réseaux interconnectés devient réglage secondaire. On peut identifier donc deux types de réglage :

- La régulation primaire de tension qui agit instantanément face aux changements intempestifs de tension, en mobilisant la réserve réactive des groupes les plus proches de la perturbation, sous l'action de leur régulateur primaire de tension et à partir des variations de tension observées au stator, de façon à maintenir cette tension égale à la valeur de consigne affichée ;

- Le réglage secondaire de tension, qui est un réglage manuel dans lequel les opérateurs du dispatching coordonnent les actions de commande pour conserver le plan de tension dans le réseau.

2.4 Marges de sécurité et niveaux de risque acceptés

Pour maintenir un fonctionnement satisfaisant du système malgré les aléas qui pèsent sur lui, des marges de sécurité sont prises systématiquement. En effet, le système est dimensionné pour qu'il puisse résister à un certain nombre d'événements répertoriés dans les règles de planification et d'exploitation.

Le respect de ces règles de sécurité conduit la plupart du temps à des surcoûts. Ces règles conduisent en effet à se ménager des marges dont la constitution coûte de façon certaine, alors que leur utilisation effective reste du domaine des probabilités et que la valorisation précise des coupures évitées est des plus délicates.

Ainsi, par exemple, lorsqu'on impose le démarrage d'un groupe de production pour conserver une certaine quantité de réserve afin de pouvoir faire face à la perte éventuelle d'un groupe, on consent une dépense certaine. En contrepartie, le gain (éviter par exemple une coupure de clientèle) est, lui, aléatoire.

Malgré tout, il n'est pas envisageable économiquement de se prémunir contre n'importe quel type d'aléa. Pour des combinaisons d'aléas particulièrement sévères mais très peu probables, on accepte donc que se produisent des dégradations du fonctionnement du système conduisant à des répercussions sensibles sur la clientèle. On accepte éventuellement de sacrifier une partie réduite du système si cela permet d'enrayer efficacement la dégradation.

Dans la plupart de réseaux insulaires le principal critère de sécurité suivi est la règle « N-1 ». La « N-1 » est la règle clé pour se prémunir contre les incidents. Cette règle stipule que la perte de n'importe quel élément du système électrique (déclenchement d'une unité de production, d'une ligne de transport, d'un transformateur, ...) ne doit pas menacer la sûreté d'exploitation du système. Toutefois le délestage fréquentométrique est toléré, en dehors du dernier niveau.

2.5 Synthèse sur les conditions techniques de raccordement de groupes de production dans les réseaux insulaires

Les Conditions Techniques de Raccordement (CTR) contiennent fondamentalement les dispositions constructives et organisationnelles ainsi que les règles techniques que doivent respecter les installations de production d'énergie électrique en vue de leur raccordement au réseau électrique [Marin, et al., 2006]. Les CTR varient par rapport à chaque système car elles sont développées afin de définir des règles adaptées aux besoins de chaque système électrique, dans notre cas, les réseaux insulaires.

Nous allons analyser ici les CTR appliquées dans deux réseaux insulaires différents : le réseau irlandais et les réseaux des îles françaises. Nous soulignons qu'il existe cependant de différences importantes entre les tailles de ces réseaux. On voit par exemple que la puissance maximale d'un réseau insulaire français comme celui de Guadeloupe a été de 243 MW en 2008 et celle du réseau irlandais a été de 5070 MW pour la même année.

Les CTR sont définies selon le rôle du réseau (transport ou distribution) dans lequel est connectée l'installation de production d'énergie électrique. En Irlande, elles sont définies dans le « Grid code » du réseau de transport [EirGrid, 2008] et dans le « Grid code » du réseau de distribution [Networks, 2007]. Celles des îles françaises sont définies de la façon suivante : dans l'arrêté du 23 avril 2008 [Ministère de l'écologie, 2008] et référentiel technique HTA et BT [EDF, 2007] pour le réseau de distribution, dans le référentiel technique HTB [EDF, 2006] pour le réseau de transport et dans le référentiel technique pour la production éolienne et photovoltaïque [EDF, 2008].

En France, les référentiels techniques compilent de façon ordonnée les dispositions contenues dans les textes réglementaires en vigueur et les règles techniques complémentaires que les gestionnaires appliquent dans leurs relations avec les utilisateurs de leurs réseaux. Les référentiels techniques contribuent donc à une meilleure information et compréhension de la réglementation par les utilisateurs des réseaux publics de transport et de distribution.

On souligne que les CTR ont subi des modifications importantes ces dernières années avec la croissance de la production décentralisée comme l'énergie photovoltaïque ou éolienne, reflétant que cette production commence à avoir un poids important et peut avoir un impact

significatif sur l'exploitation du système. Les principaux changements sont cités dans la référence [Iov, et al., 2007].

Nous analysons ci-dessous les principaux points des CTR des deux réseaux en question.

2.5.1 Tension de raccordement

En France, le domaine de tension de raccordement de référence d'une installation de production est déterminé en fonction de sa puissance active maximale. Les groupes de production avec une puissance maximale supérieure à 12 MW doivent être raccordés au réseau HTB. Pour les puissances proches du seuil de 12MW, on tient compte de la proximité du poste source afin d'étudier la possibilité d'un raccordement au niveau de tension inférieur.

En Irlande il n'y a pas de valeur limite de puissance pour déterminer la tension de raccordement. En principe, les groupes de production de plus de 2 MW de puissance nominale peuvent se connecter au réseau de transport. La tension de raccordement en Irlande est déterminée lors de la demande de connexion en fonction des capacités du réseau.

2.5.2 Domaine de fonctionnement en tension et en fréquence

Il faut noter que les réseaux insulaires sont soumis à de variations importantes de tension et de fréquence même pendant les conditions de fonctionnement normales. Cela conduit à des risques d'incidents plus importants comme la perte d'unités de production pouvant augmenter les variations de la tension et de la fréquence et même provoquer la perte en chaîne de toutes les unités de production. C'est pourquoi, tous les générateurs connectés au réseau doivent avoir la capacité de supporter certaines variations de fréquence et de tension et doivent contribuer au retour des variables du système électrique aux valeurs nominales de fonctionnement.

Les contraintes de fonctionnement par domaine fréquence – tension aux bornes de l'alternateur dans les îles françaises sont définies dans les diagrammes de la Figure 2.5.

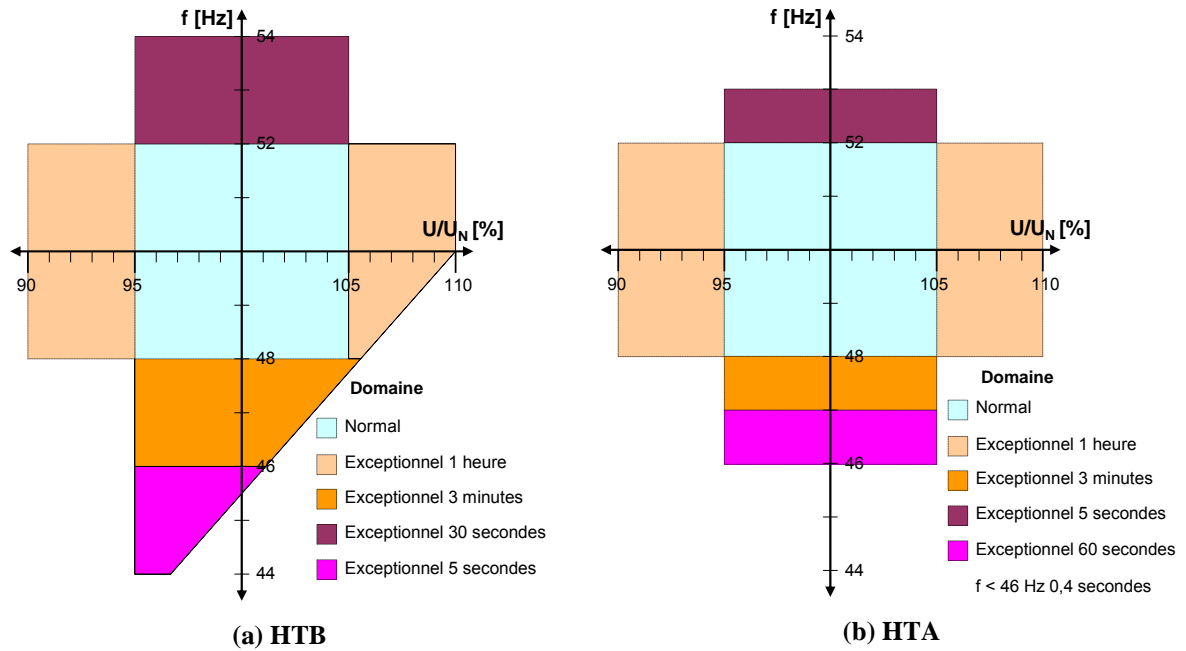


Figure 2.5 : Domaine de fonctionnement dans les îles françaises

Dans le cas du réseau irlandais, les contraintes de fonctionnement par domaine fréquence-tension stipulées dans le code du réseau de transport sont montrées dans la Figure 2.6.

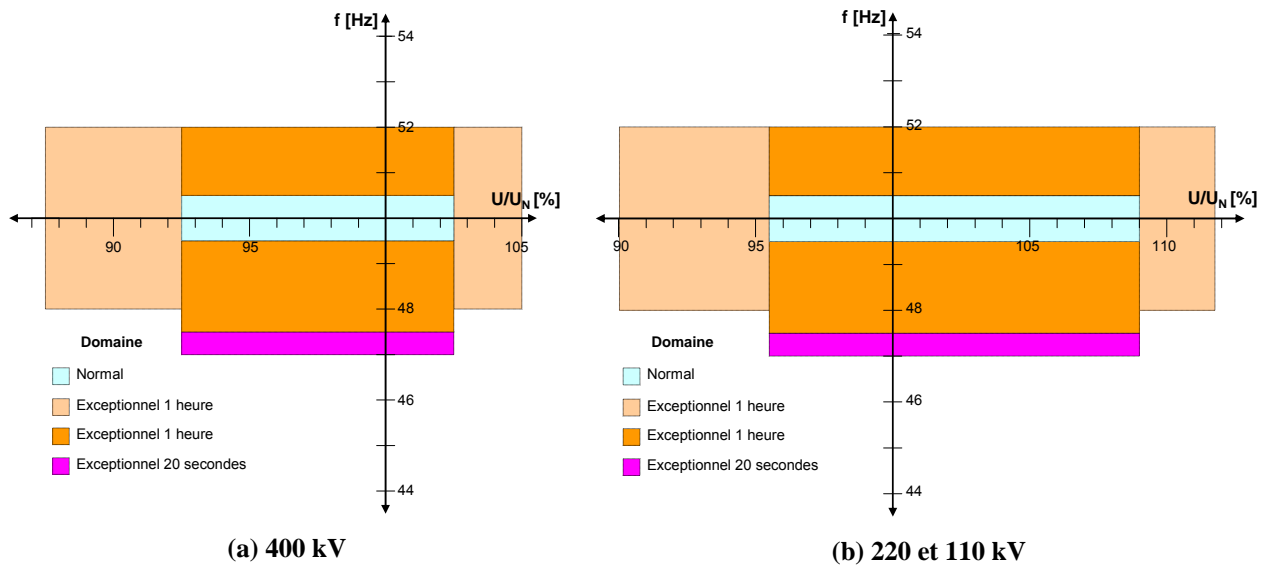


Figure 2.6 : Domaine de fonctionnement en Irlande

Pour les groupes de production conventionnels, le code du réseau de distribution irlandais décrit seulement les tensions de fonctionnement maximales acceptables dans le point de connexion du générateur (cf. Tableau 2.2). Il stipule également que les groupes de production éolienne de 5 MW ou plus connectés au réseau de distribution doivent respecter

ces mêmes valeurs de tension et doivent avoir la capacité de rester connecté au réseau pour les mêmes fréquences et durées que celles définies dans la Figure 2.6.

Tension nominale	230V	400V	10kV	20kV	38kV
Tension maximale	253V	440V	11.3kV	22.5kV	43.8kV

Tableau 2.2 : Tension maximale acceptable dans le réseau de distribution en Irlande

2.5.3 Contraintes de fonctionnement en puissance réactive et participation au réglage de tension

Dans les îles françaises toute installation de production raccordée au réseau HTB doit avoir la capacité constructive de contribuer au réglage de la tension en fournissant et en absorbant de la puissance réactive. L'installation doit pouvoir fonctionner sans limitation de durée dans son domaine normal de fonctionnement délimité par le polygone [U, Q] illustré à la Figure 2.7.

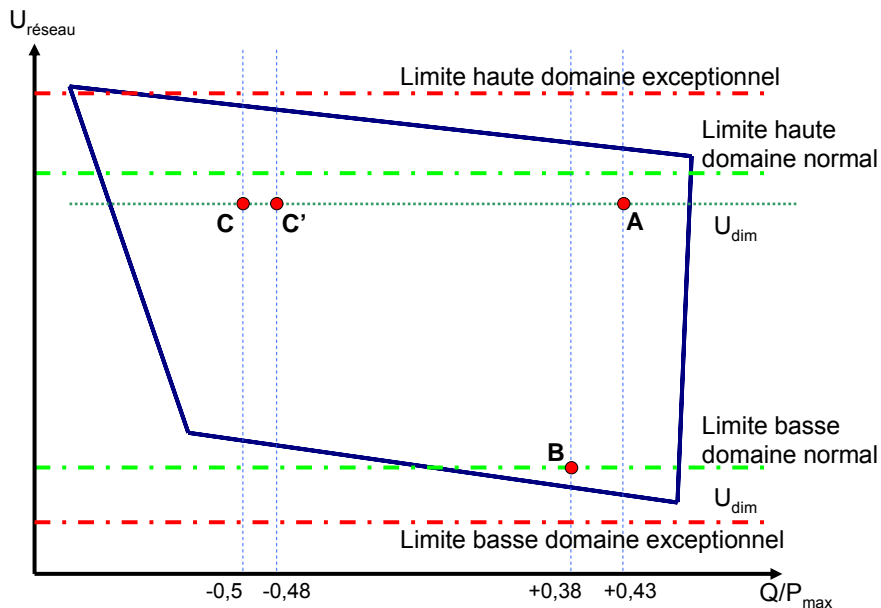


Figure 2.7 : Domaine de fonctionnement [U, Q] pour les réseaux HTB dans les îles françaises

Les limites hautes et basses du domaine normal de tension du réseau ainsi que U_{dim} dépendent de la situation du point de raccordement sur le réseau et de la prise du transformateur du groupe de production.

Les groupes de production et leurs transformateurs de puissance doivent être conçus pour pouvoir respecter les règles suivantes au point de livraison (transformateur élévateur inclus) :

A puissance maximale, l'installation doit être capable :

- a) de fournir une puissance réactive, $Q_A = 0,43 P_{\max}$ à $U_A = U_{\dim}$ (point A),
- b) de fournir une puissance réactive $Q_B = 0,38 P_{\max}$ à $U_B = U_{HT\min}$ (point B),
- c) d'absorber une puissance réactive, $Q_C = -0,5 P_{\max}$ à $U_C = U_{\dim}$ (point C),
- d) de couvrir un domaine de fonctionnement constitué par le polygone $[U, Q]$ dans lequel il est possible d'inscrire, a minima, les points A, B et C précédents.

Quelle que soit la puissance débitée, l'installation doit être capable, a minima, d'absorber à $U_{C'} = U_{\dim}$ une puissance réactive, $Q_{C'} = -0,48 P_{\max}$ (point C'). En dehors du domaine normal défini dans la Figure 2.7, l'installation doit pouvoir fonctionner à puissance réduite dans un domaine exceptionnel de tension pendant une durée limitée.

Les groupes de production disposant de machines synchrones dans le réseau de distribution des îles françaises doivent pouvoir fournir une puissance réactive de jusqu'à 0,4 fois la puissance active nominale et absorber une puissance réactive de jusqu'à 0,35 fois la puissance active nominale. Ces contraintes sont valables pour des tensions comprises entre 95 % et 105 % de la tension nominale

Le « Grid code » de transport irlandais définit que toute unité de production raccordée au réseau de transport doit avoir les capacités de production et de consommation de puissance réactive présentées dans le Tableau 2.3.

Domaine de Tension	Tension nominale	Capacité à P_{Nom}	Capacité à $0,35 \cdot P_{Nom}$
$99kV \leq V \leq 123kV$	110 kV	0,93 capacitif $< \cos \phi$ $< 0,85$ inductif	0,7 capacitif $< \cos \phi <$ 0,4 inductif
$85kV \leq V < 99kV$		$1 < \cos \phi < 0,85$ inductif	
$200kV \leq V \leq 245kV$	220 kV	0,93 capacitif $< \cos \phi$ $< 0,85$ inductif	
$190kV \leq V < 200kV$		$1 < \cos \phi < 0,85$ inductif	
$360kV \leq V \leq 420kV$	400 kV	0,93 capacitif $< \cos \phi$ $< 0,85$ inductif	
$350kV \leq V < 360kV$		$1 < \cos \phi < 0,85$ inductif	

Tableau 2.3 : Capacités d'échange de puissance réactive pour le réseau de transport irlandais

Le « Grid code » de distribution irlandais indique seulement les contraintes d'échange de puissance réactive pour les parcs éoliens de plus de 5 MW. Ils doivent être capables de fonctionner dans un point quelconque à l'intérieur des marges (en bleu) définies dans la Figure 2.8. La mesure doit être réalisée au niveau du point de connexion.

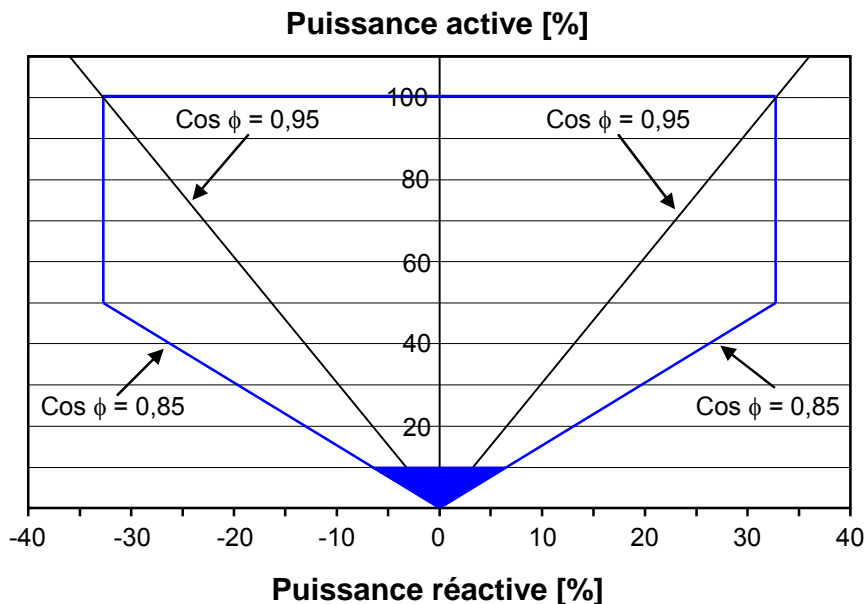


Figure 2.8 : Capacités d'échange de puissance réactive pour le réseau de distribution irlandais pour les parcs éoliens de plus de 5MW

2.5.4 Tenue face aux creux de tension

Le creux de tension est une chute brutale de l'amplitude de la tension pour un temps compris entre une demi-période et une minute [IEEE, 1995]. Il est caractérisé par sa profondeur (ΔV) et sa durée (Δt).

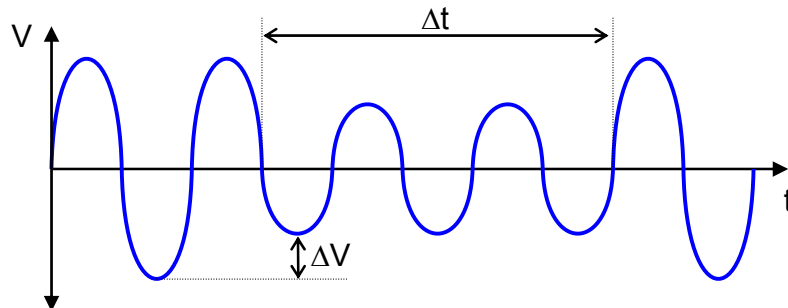


Figure 2.9 : Caractéristiques d'un creux de tension

Les creux de tension sont dus principalement à des défauts dans le réseau (court-circuit notamment). Dans le cas des réseaux insulaires, ces défauts ont en général un impact sur l'ensemble du réseau, car les distances liées à l'étendue géographique du réseau sont courtes.

Les groupes de production connectés au réseau HTB dans les îles françaises doivent pouvoir supporter des creux de tension conformes au gabarit bleu de la Figure 2.10. Ceux connectés au réseau de distribution doivent pouvoir supporter les creux de tension déterminés par le gabarit rouge de la même figure.

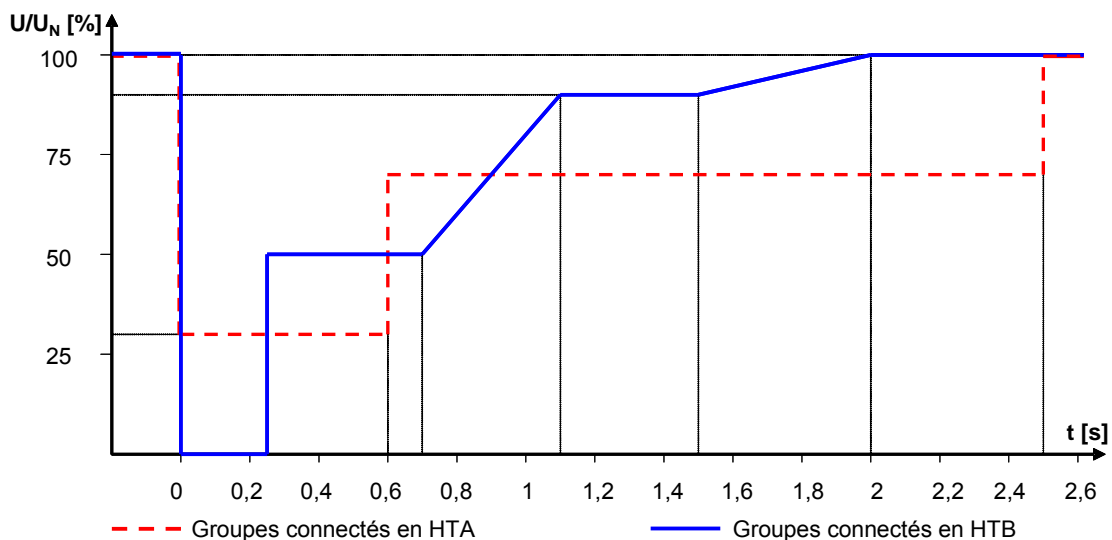


Figure 2.10 : Creux de tension que les groupes de production doivent tolérer dans les îles françaises

En Irlande, les groupes de production connectés au réseau de transport doivent pouvoir tenir face aux creux de tension d'une profondeur de 95% la tension nominale d'une durée de

jusqu'à 0,2 secondes et aux creux de tension d'une profondeur de 50% la tension nominale pendant au moins 0.6 secondes. Les éoliennes connectées au réseau de transport doivent pouvoir faire face aux creux de tension déterminés par le gabarit bleu de la Figure 2.11. Celles connectées au réseau de distribution doivent faire face aux creux de tension déterminés par le gabarit rouge de la même figure.

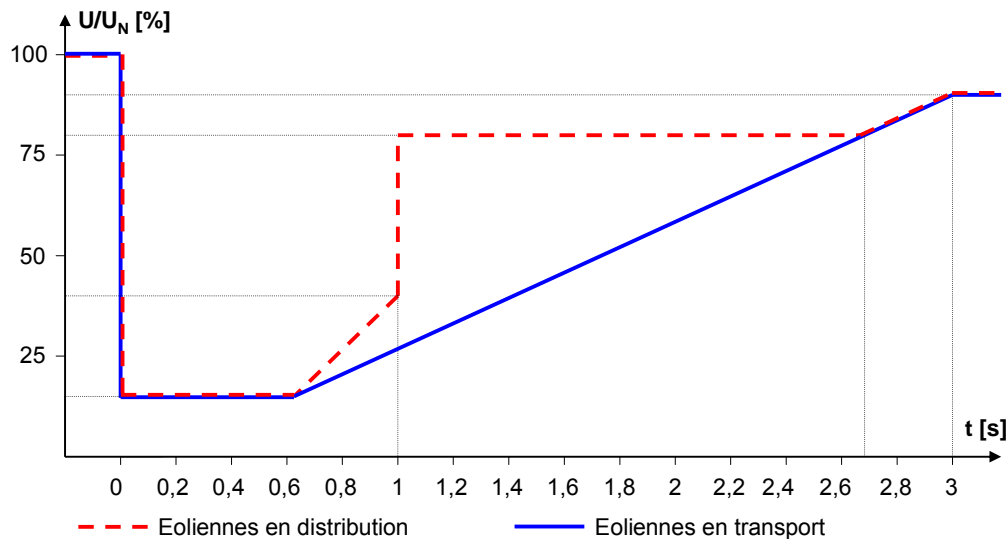


Figure 2.11 : Creux de tension que doivent tolérer les parcs éoliens en Irlande

2.5.5 Participation au réglage de fréquence

Les conditions techniques de raccordement dans le réseau HTB des îles françaises stipulent que tout groupe de production raccordé à ce réseau doit disposer d'une capacité constructive de régulation primaire supérieure ou égale à 20% de sa puissance active nominale, dans les limites de sa puissance maximale. Il doit être équipé d'un régulateur de vitesse et doit être capable de maintenir la fourniture de puissance électrique pendant au moins 15 minutes. Dans tous les cas, le statisme local du régulateur doit être réglable à partir de 3% et jusqu'à 8% et le fonctionnement de la régulation primaire possible au-delà du minimum technique jusqu'à la puissance maximale.

L'opérateur du groupe doit pouvoir modifier, sur demande du gestionnaire du réseau HTB, la consigne de puissance du groupe selon une vitesse de prise de charge dépendant du type de process de l'installation. Le fonctionnement du réglage secondaire doit être possible au-delà du minimum technique jusqu'à la puissance maximale.

Lorsque l'installation participe au réglage de fréquence en particulier lors de la mobilisation des réserves de puissance associées, elle doit conserver ses capacités de fourniture de service de tension/puissance réactive.

Les conditions techniques de raccordement dans le réseau de distribution des îles françaises stipulent que toute installation de production dont la puissance P_{\max} atteint au moins 1 % de la puissance minimale transitant sur le réseau, à l'exception de celles mettant en œuvre de l'énergie fatale telles les fermes éoliennes, les installations photovoltaïques, les centrales hydrauliques « fil de l'eau », doit, par conception, disposer d'une capacité de réglage de la puissance active d'une amplitude correspondant au moins à 20 % de la puissance P_{\max} et être équipée d'un régulateur qui ajuste la puissance fournie en fonction de l'écart entre la valeur réelle de la fréquence et sa valeur de consigne. Ces installations de production doivent maintenir en permanence à la disposition du gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité une marge de puissance active correspondant à 10 % de la puissance P_{\max} .

En Irlande les parcs éoliens connectés dans le réseau de transport ou ceux de plus de 5 MW connectés dans le réseau de distribution doivent avoir les capacités de participer au réglage de la fréquence. Ils doivent disposer un système de contrôle permettant de fixer la production de chaque éolienne à une puissance réduite. Ce contrôle doit pouvoir accepter les consignes à distance envoyés par les gestionnaires du réseau de transport.

Le dispositif de contrôle doit intervenir sur la production en accord avec la fréquence du réseau d'après la Figure 2.12.

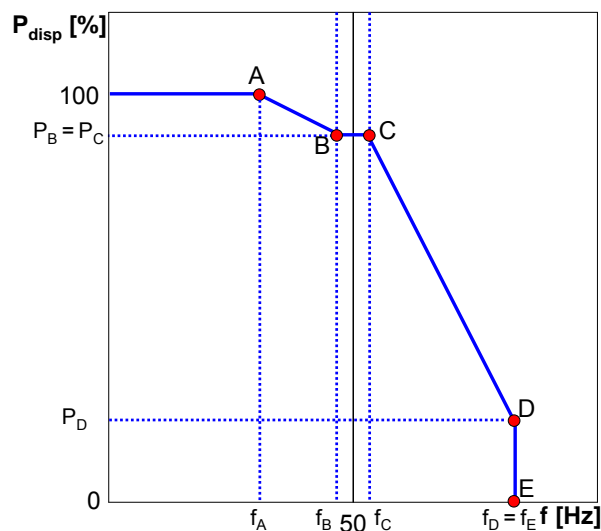


Figure 2.12 : Caractéristique statique Puissance/Fréquence pour les éoliennes en Irlande

Les points A, B, C, D et E sont définies par le gestionnaire du réseau de transport.

Il est important de différencier les conditions techniques de raccordement avec les conditions d'exploitation du système. Par exemple, bien que les codes déclarent que les parcs éoliens doivent pouvoir limiter sa puissance produite, ceci ne veut pas dire que les parcs éoliens fonctionnent actuellement en ce mode. En effet un fonctionnement, dans les conditions de pénétration actuelles, ne met pas en péril la fiabilité du réseau. Par contre, la limitation du rendement de puissance des parcs éoliens pour faciliter une réservation de puissance active signifiera la perte d'énergie. En plus, les réserves de puissance active peuvent être obtenues à moins de coût de l'autre génération. La capacité des parcs éoliens de limiter leur rendement de puissance active selon une valeur de point de consigne à distance peut encore être utile, par exemple en cas de congestions provisoires de réseau ou d'une forte pénétration éolienne.

2.6 La production éolienne dans les îles et ses principaux effets

Actuellement la contribution de la production éolienne par rapport à la consommation totale n'est pas très importante dans la plupart des îles [Lyngé, 2000]. De ce fait, certaines mesures comme la déconnexion automatique des éoliennes pour faire face aux défauts n'ont pas de répercussions importantes sur la stabilité du réseau. Cependant, avec l'augmentation du taux de pénétration de la production éolienne, la déconnexion de ce type de production suite aux défauts pourrait conduire à une instabilité du réseau électrique [Akhmatov et Knudsen, 2007].

Théoriquement, la pénétration dans le réseau de ce moyen de production n'est pas limitée. Cependant, si on prend en compte les contraintes technico-économiques actuelles, un taux de pénétration éolien limité à 20 % est généralement considéré. En dessous de cette valeur, on considère que la structure et le fonctionnement du réseau électrique ne doivent pas subir de changements très importants [EWEA, 2005].

Certaines différences des caractéristiques de la production éolienne par rapport à celles des unités de production conventionnelles conduisent à avoir des effets sur le réseau électrique. D'une part, la disponibilité de la production n'est pas connue. Elle est par conséquent pilotée par un autre facteur que la demande d'électricité. D'autre part, les groupes de production

éolienne fonctionnent la plupart du temps avec des technologies différentes de celles des groupes conventionnels. Ces derniers fonctionnent notamment avec des générateurs synchrones, bien connus pour leur capacité à contrôler la tension, à surmonter les creux de tension, à conserver la stabilité face aux défauts transitoires, à contrôler la puissance réactive échangée avec le réseau et à contribuer au réglage de la fréquence.

La Figure 2.13 présente les trois technologies éoliennes les plus répandues : (a) Eoliennes à vitesse fixe avec une liaison directe avec le réseau par l'intermédiaire d'une Machine ASynchrone à cage d'écureuil (MAS); (b) Eoliennes à vitesse variable utilisant une Machine Asynchrone Doublement Alimentée (MADA) avec une liaison directe du stator avec le réseau et une liaison avec le rotor réalisée par l'intermédiaire d'un convertisseur de fréquence et (c) Eoliennes à vitesse variable avec Machine Synchrone (MS) et une liaison avec le réseau réalisée par l'intermédiaire d'un convertisseur de fréquence.

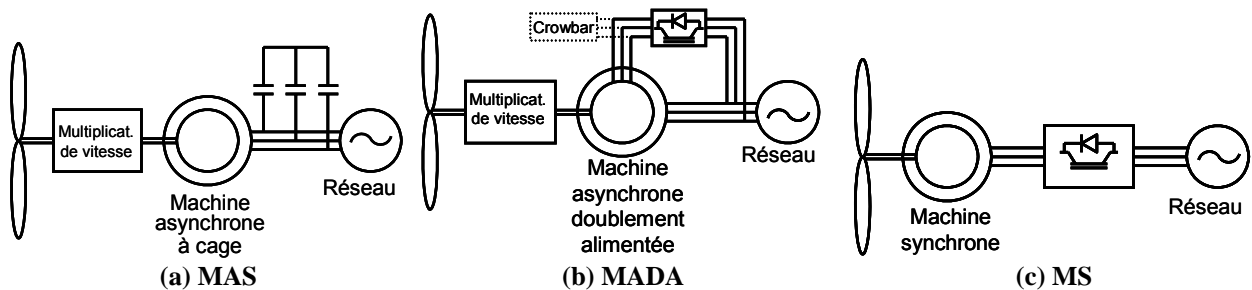


Figure 2.13 : Technologies éoliennes

Les principales caractéristiques de ces trois technologies sont :

- (a) Eolienne avec MAS : elle est appréciée pour sa construction robuste et sa simplicité mécanique facilitant sa maintenance. Ce type d'éolienne est utilisé principalement pour de faibles puissances (inférieures à 1 MW). La puissance réactive consommée par la machine doit être compensée par l'intermédiaire de condensateurs en parallèle. Du fait de sa liaison directe avec le réseau, les fluctuations de vent ou de fréquence sont quasi-directement observées par le réseau.
- (b) Eolienne avec MADA : le fonctionnement à vitesse variable de cette éolienne permet de contrôler la puissance extraite du vent de façon à avoir une efficacité aérodynamique optimale. Cela est possible grâce à l'usage d'un convertisseur de fréquence d'une puissance à hauteur de 30% de la puissance nominale P_n du générateur. Le fait d'utiliser un convertisseur de fréquence plus petit que P_n rend ce concept attrayant d'un point de vue économique. Le domaine de variation de vitesse

de rotation de cette éolienne est limité : il peut aller normalement de la vitesse synchrone -40% jusqu'à la vitesse synchrone +30%. Cette éolienne permet également de contrôler la puissance réactive et de contribuer ainsi à la tenue de la tension si nécessaire. Le principal inconvénient est l'utilisation d'un générateur à bagues rendant nécessaire une maintenance régulière.

- (c) Eolienne avec MS : cette machine utilise un convertisseur de la même puissance que celle de la machine permettant ainsi un contrôle total de la production de puissance active et réactive mais augmentant le prix de l'éolienne d'une façon significative. Le générateur peut être excité électriquement ou par l'intermédiaire d'aimants permanents. Les générateurs éoliens les plus répandus comptent avec une machine synchrone de type annulaire à très grand nombre de pôles de façon à éliminer le multiplicateur de vitesse ou à réduire son rapport de multiplication. Ce type de structure permet d'avoir un couple massique élevé. Le rotor tourne à des vitesses très faibles. L'inducteur est à pôles saillants. Le générateur n'a pas un couplage direct au réseau. La tension et la fréquence de sortie qui varient selon la vitesse de rotation, sont converties au moyen d'un circuit intermédiaire en courant continu et d'un onduleur avant injection dans le réseau. Le principal constructeur de ce type d'éoliennes est Enercon.

Actuellement, dans les réseaux insulaires, la technologie la plus utilisée est l'éolienne à vitesse fixe avec machine asynchrone. Ce choix s'explique principalement du fait que les îles sont soumises à de vents cycloniques obligeant à installer une technologie pouvant résister à ces vents. Aujourd'hui seuls quelques constructeurs d'éoliennes à vitesse fixe ont implémenté cette fonctionnalité. En cas d'alerte cyclonique, ces éoliennes peuvent être rapidement ramenées au sol pour être protégées. Un deuxième motif expliquant la prédominance de ce type d'éolienne dans les îles est l'inexistence d'une infrastructure permettant l'installation d'éoliennes de grande taille.

Les prix de plus en plus élevés de la production électrique dans les îles rendent le marché éolien intéressant. Ce fait rend possible le financement de la recherche de nouvelles solutions implémentant des technologies plus performantes. Aujourd'hui, on voit de nouvelles éoliennes adaptées aux réseaux insulaires, utilisant les avantages des convertisseurs

électroniques qui permettent un fonctionnement à vitesse variable ce afin d'avoir une meilleur efficacité aérodynamique [Vergnet, 2008].

Nous analysons dans les paragraphes suivants les principaux problèmes de gestion des réseaux insulaires liés à l'insertion de la production éolienne, de façon générale, sans nous limiter à la technologie à vitesse fixe. Nous analysons également le problème de la conduite du réseau avec une forte pénétration éolienne.

2.6.1 Disponibilité de la ressource

Le manque de fiabilité dans la prédiction du vent ne posait plus de problème que la part d'imprévisibilité de la consommation lorsque la part d'énergie éolienne était encore marginale. La fiabilité de la prédiction devient aujourd'hui essentielle avec une présence de plus en plus importante de la production éolienne dans le réseau. Certains pays comme l'Espagne exigent déjà que l'erreur dans la prédiction de la production éolique soit inférieur à 20%, cas contraire des pénalités peuvent être appliquées aux exploitants des parcs [REAL DECRETO 436/2004, 2004]. Au niveau d'un réseau interconnecté, l'inexactitude de la prédiction est compensée en grande partie grâce au foisonnement d'une vaste zone géographique qui permet de réduire de manière significative l'erreur globale. La vaste zone géographique des réseaux interconnectés permet également de garantir un minimum de production éolienne en fonction des régimes des vents. Ces deux derniers points ne sont pas toujours possibles dans le cas d'un réseau insulaire à cause de la faible extension géographique ou simplement de la proximité entre les parcs éoliens.

Dans un réseau insulaire, il est difficile de garantir une disponibilité éolienne. C'est pourquoi, en terme de dimensionnement des moyens de production, les parcs éoliens sont considérés actuellement comme une source d'économie du carburant des générateurs traditionnels sans être pris en compte dans la planification des moyens de production. Cette imprévisibilité de la ressource éolienne conduit donc à faire travailler les groupes de production conventionnels à faible charge en augmentant ainsi la réserve de puissance active et les coûts de production, comme expliqué dans Sustainable Energy Ireland [Ireland, 2004].

2.6.2 Tenue face aux variations de fréquence

Dans les réseaux interconnectés, une variation de fréquence d'une amplitude suffisante pour perturber les éoliennes est peu probable. Dans les systèmes insulaires, un défaut dans le

réseau suivi de la perte d'un groupe de production ou d'une partie importante de la charge peut causer des réductions ou des augmentations sensibles de la fréquence. Les éoliennes doivent pouvoir garantir la continuité de la production pour les variations de fréquence définies dans les conditions techniques de raccordement.

Les travaux réalisés montrent que les éoliennes sont stables face aux variations de fréquence et que leur comportement dépend fortement de la présence ou pas d'une interface de conversion. Les parcs éoliens composés de machines synchrones sont entièrement découplés de la perturbation. De même, les éoliennes partiellement découplées (celles contenant des MADA) sont à peine affectées par le creux de fréquence grâce à l'ajustement des courants du rotor par le convertisseur de fréquence. Enfin, les éoliennes à vitesse fixe sont plus sensibles (les transitoires des grandeurs électriques et mécaniques sont plus importants) face aux variations importantes de fréquence mais dynamiquement stables. Cela a été constaté par Pierik et par Martigne. Le premier montre que pour une variation de 5 Hz pendant 10 secondes ces éoliennes ne se déconnectent pas du réseau [Pierik, et al., 2004]. Le deuxième analyse le comportement dynamique des éoliennes à vitesse fixe face à une perte de production d'environ 15%. Il a constaté qu'en général, les éoliennes sont dynamiquement stables face aux variations de fréquence assez importantes. Cependant, l'autoréglage global du réseau est plus faible car la production éolienne est plus petite pendant les creux de fréquence [Martigne, 1999].

2.6.3 Participation au réglage de fréquence

Actuellement dans la plupart des îles les éoliennes ne participent pas au réglage de la fréquence. En effet, la technologie éolienne actuelle, pouvant résister aux vents cycloniques, qui est utilisée dans les îles ne permet pas réaliser ce réglage. La non participation au réglage de la fréquence n'est pas actuellement un problème majeur étant donné du faible taux de pénétration éolienne. Il suffit de faire fonctionner quelques groupes de production conventionnels à de niveaux de production plus faibles de façon à permettre l'injection de la production éolienne dans le réseau tout en conservant les marges de réserve et l'équilibre production-consommation.

Une pénétration importante de la production éolienne conduira à l'arrêt de groupes de production conventionnels et inévitablement à une réduction des réserves de puissance. Or

les marges de réserve doivent être conservées de façon à ne pas mettre en risque la fiabilité du réseau. Il sera donc nécessaire de substituer cette réserve perdue. Pour cela, les éoliennes devront participer au réglage de fréquence grâce à l'utilisation de l'électronique de puissance.

Les gestionnaires du réseau sont conscients de cette problématique. Certains d'entre eux demandent depuis peu de temps que les nouveaux parcs éoliens aient les capacités de participer à la régulation de fréquence en fonctionnant éventuellement à une valeur de production inférieure à la puissance exploitable tel comme nous l'avons observé dans l'analyse des conditions techniques de raccordement.

2.6.4 Déconnexion pour vents trop forts

L'effacement des moyens de production éoliens en cas de vent trop important est un incident qui peut produire de pertes importantes de production. Ce problème devient dramatique quand le niveau de pénétration éolienne est important. Soulignons que le problème pourrait être traité par un échelonnement des critères de déconnexions des éoliennes en fonction des vitesses de vent.

2.6.5 Tenue face aux creux de tension

La capacité des éoliennes à tenir face aux creux de tension dépend du type de machine utilisée. La capacité des éoliennes avec MAS ou avec MADA est considérablement différente de celle des systèmes de production ayant des générateurs synchrones conventionnels. Cela ne posait pas de problèmes majeurs il y a quelques années quand le taux de pénétration éolienne n'était pas important. Les CTR n'exigeaient donc pas aux éoliennes de soutenir le réseau pendant les périodes de défaut, permettant ainsi la déconnexion cette production suite à des creux de tension. Aujourd'hui, avec la croissance de la génération éolienne, une déconnexion de cette production conduit à augmenter d'une façon importante les perturbations sur le réseau. C'est pourquoi, comme indiqué dans la section 2.5.4, les nouvelles CTR ont évolué et exigent que les éoliennes aient la capacité à tenir face aux creux de tension et de participer à la restauration de la tension en fournissant de la puissance réactive.

Nous analysons par la suite la capacité de chacune des technologies éoliennes à respecter ces exigences.

2.6.5.1 Eolienne avec MAS

Les éoliennes à vitesse fixe, contenant des machines asynchrones à cage d'écureuil ont, en général, la capacité à tenir face aux courants élevés qui transitent pendant le creux de tension en raison de leur grande capacité thermique. Elles peuvent tenir face à un creux de tension avec succès à condition qu'elles soient magnétisées suffisamment rapidement pour produire assez de couple résistif et éviter les survitesses. Ces éoliennes n'ont pas la capacité à participer au réglage de tension. Au contraire, pendant la perturbation, ce type de machine a une demande élevée de puissance réactive. Ceci peut même mener à l'effondrement de la tension dans le cas d'un réseau faible.

Le comportement des éoliennes à vitesse fixe face aux creux de tension dans les réseaux insulaires est analysé dans quelques publications :

- McArdle examine le comportement lors d'un défaut de 300 ms dans le réseau 110 kV d'Irlande. Elle analyse deux scénarii possibles : défaut près des parcs éoliens et défaut éloigné des parcs. On observe que les éoliennes sont déconnectées dans le premier cas à cause d'une survitesse [McArdle, 2004] ;
- Des simulations réalisées dans le réseau de Corse étudient la sensibilité des éoliennes à vitesse fixe face au creux de tension. Pendant les creux de tension, la vitesse de rotation de ce type de machines augmente d'une façon importante et peut amener facilement à la perte de synchronisme. Cette perte de synchronisme est plus facilement atteinte avec l'augmentation du taux de pénétration de la production éolienne. On note aussi que les éoliennes restent plus longtemps connectées lorsqu'elles fonctionnent en dessous de leur puissance nominale [Martigne, 1999] ;

Un moyen de résoudre le problème de consommation de puissance réactive pendant le creux de tension est l'utilisation de compensateurs dynamiques de puissance réactive, principalement le STATCOM. Ces compensateurs peuvent fournir la puissance réactive nécessaire pour conserver la tension à une valeur donnée ainsi que pour atténuer les creux de tension.

2.6.5.2 Eolienne avec MS

Les éoliennes avec MS sont bien connues par son bon comportement face au creux de tension. Plusieurs études confirment le bon comportement de ce type d'éolienne en creux de tension. On voit que le bon comportement est possible grâce à :

- Une magnétisation indépendante réalisée par l'intermédiaire d'une excitation électrique ou d'aimants permanents ;
- Un découplage total entre le réseau et le générateur grâce au convertisseur de fréquence dimensionné pour les courants élevés qui peuvent circuler pendant les défauts.

Dans les réseaux insulaires, le comportement des éoliennes avec MS face aux creux de tension a été analysé par Garzulino [Garzulino, 1999]. Il a simulé plusieurs événements dans le réseau de Guadeloupe pour divers types de machines et différents taux de pénétration éolienne. Il a constaté que le creux de tension est l'événement le plus contraignant pour atteindre une forte pénétration de la production éolienne. Il remarque l'importance de la technologie éolienne utilisée, et spécialement le type de machine électrique. En effet, les simulations ont permis de démontrer que l'exploitation du réseau avec des éoliennes ayant de machines synchrones à entraînement direct permet d'augmenter le taux de pénétration éolien. Cela grâce à l'absence d'absorption de réactif après l'élimination des défauts.

2.6.5.3 Eolienne avec MADA

La tenue face aux creux de tension de ces machines exige l'utilisation d'un système de protection avancé. En effet, la puissance des convertisseurs est de seulement 30% de la puissance de la machine, les convertisseurs sont très sensibles au courant et peuvent être exposés pendant la durée du défaut à des courants élevés. Aujourd'hui le problème est résolu grâce à l'incorporation d'éléments de protection, appelés crowbars, limitant le courant au rotor de la MADA [G.Tsourakis, 2006], [J.Morren, 2006], [Akhmatov, 2003]. La Figure 2.14 montre l'emplacement du crowbar.

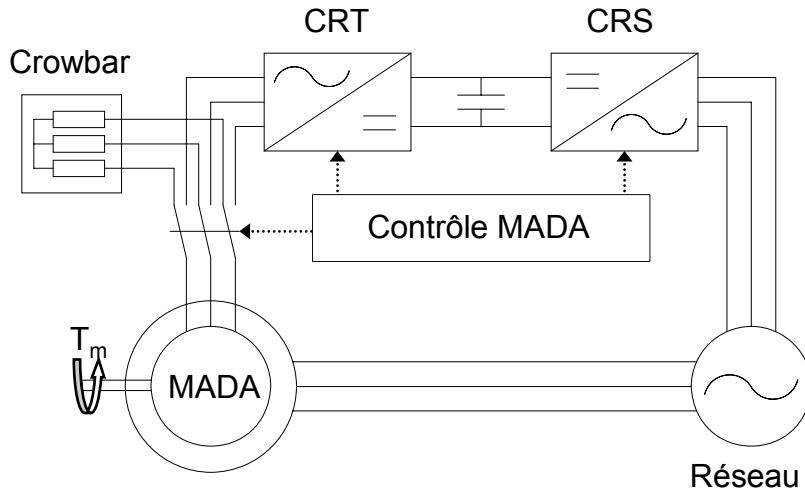


Figure 2.14 : Représentation de la MADA avec crowbar

Les crowbars sont composés d'interrupteurs statiques d'électronique de puissance qui mettent en court circuit le rotor au travers de résistances. La MADA devient alors une machine asynchrone conventionnelle avec une résistance rotorique plus grande qui réduira la valeur du courant dans le rotor. Notons que le crowbar est contrôlé de façon à s'activer uniquement pendant la durée du défaut et ainsi éviter la circulation de courants importants à travers les convertisseurs. Quand le crowbar est déclenché, le convertisseur coté rotor (CRT) est désactivé et les puissances active et réactive de la machine ne peuvent plus être contrôlées. La magnétisation du générateur dans ce cas est réalisée par le stator, au lieu de l'être par le rotor. Du fait que le convertisseur coté réseau (CRS) ne soit pas directement relié aux enroulements du générateur où des courants transitoires élevés se produisent, ce convertisseur n'est pas bloqué par la protection, permettant ainsi un fonctionnement comme compensateur statique synchrone (STATCOM), avec une production limitée de puissance réactive. Le crowbar peut être déconnecté après un temps prédéfini ou selon d'autres critères tels que le niveau de tension du réseau. Quand le crowbar est déconnecté, le CRT est reconnecté et la commande de la puissance active et réactive est à nouveau réalisable.

Plusieurs auteurs ont étudié le fonctionnement et les avantages du crowbar dans les éoliennes équipées d'une MADA. Seman a comparé le comportement transitoire d'une MADA de 1,7 MW lors d'un court circuit triphasé avec et sans crowbar. Il démontre l'importance d'avoir un crowbar lorsqu'un défaut sur le réseau se produit, afin de protéger le circuit du CRT ainsi que le rotor [Seman, et al., 2004]. On peut observer dans ses résultats que les courants du stator et du rotor reviennent rapidement à des valeurs en dessous de 1 p.u.,

contrairement au cas où il n'y a pas de crowbar. Une validation expérimentale des résultats de ces simulations a également été réalisée [Seman, et al., 2006].

Hansen détermine en simulation le comportement de divers variables d'une éolienne à vitesse variable de 2 MW en fonction de la résistance de protection intégrée dans le crowbar [Hansen et Michalke, 2007]. Les résultats montrent que :

- Pour une même vitesse de rotation, l'augmentation de la résistance du crowbar a un effet positif sur la stabilité dynamique du réseau car elle améliore la caractéristique du couple et réduit la demande de puissance réactive du générateur;
- L'augmentation de la résistance du crowbar entraîne que le couple de décrochage ou couple maximal admissible du générateur corresponde à une vitesse de rotation plus élevée et réduit les valeurs crêtes de courant du rotor et du couple électromagnétique au moment où se produit le défaut ;
- Une résistance dans le crowbar trop élevée peut cependant impliquer un risque de courant excessif au rotor ainsi que des transitoires de couple et de puissance réactive quand le crowbar est désactivé.

2.6.6 Participation au réglage de tension

Les nouvelles CTR imposent aux parcs éoliens de participer au réglage de tension. Au moment de déterminer la stratégie de contrôle à implémenter, il faut prendre en compte plusieurs aspects, principalement (pour approfondir sur les problèmes de tension le lecteur peut se référer à la référence [ESB National Grid, 2006]) :

Le type de source de production : le vent est une source de production variable et difficilement prédictible. Les variations de la vitesse du vent conduisent à une production de puissance électrique variable en sortie des éoliennes. Ainsi, le flux de puissance dans les lignes et les transformateurs change avec les variations de la vitesse du vent, entraînant une variation des pertes et un changement de la valeur de la tension dans les nœuds du réseau électrique. Ceci implique donc, une stratégie de contrôle de la tension plus complexe.

Le type de machine utilisé : il est bien connu que les éoliennes à vitesse fixe et machine asynchrone à cage n'ont pas la capacité de participer au réglage de tension. Dans les réseaux contenant ce type de machines, le réglage doit se faire à l'aide d'éléments de compensation de puissance réactive. Les éoliennes avec MS ont d'excellentes capacités à participer au réglage de la tension grâce au dimensionnement du convertisseur de fréquence qui lui

permettent de contrôler la production de puissance réactive dans un large domaine de fonctionnement (inductive ou capacitive) selon les besoins du réseau. Finalement, pour les éoliennes à MADA, les convertisseurs électroniques associés leur permettent de fonctionner en régime capacitif ou inductif de façon à fournir ou absorber de la puissance réactive. La MADA peut ainsi participer au réglage dynamique de tension selon les deux principes suivants:

- Le convertisseur coté rotor (CRT) est commandé de façon à faire varier l'angle du champ du rotor par rapport à celui du stator selon les besoins de réactif de la MADA ;
- Le convertisseur coté réseau (CRS) est commandé de façon à fonctionner comme un STATCOM permettant d'injecter dans le réseau un courant AC contrôlé en phase et en amplitude, et ainsi régler la tension en régimes dynamique et permanent.

Le point de connexion : le point de connexion des éoliennes a aussi une grande importance sur la gestion du réactif (essentiellement via le rapport X/R des liaisons). En effet, on compte trois points de connexion possibles en fonction de la tension de raccordement : connexion au réseau de transport, connexion au réseau de distribution dans un départ dédié et connexion au réseau de distribution dans un feeder.

Une connexion dans la partie distribution induit des contraintes plus sévères que sur un réseau de transport en termes de plage de tension admissible, ce qui peut limiter de fait, l'insertion d'une production éolienne trop forte et notamment dans le cas où la connexion des éoliennes est réalisée dans un feeder. Pour rester dans les plages de tension, les gestionnaires du réseau de distribution peuvent même demander que les éoliennes fonctionnent avec une valeur du facteur de puissance réduite, contrairement à la pratique, afin de compenser les augmentations de tension (procédure déjà réalisée en Irlande [Gardner, et al., 2003]). Au contraire, la tension d'un réseau de transport peut varier de manière significative. De plus, en transport, les éoliennes peuvent participer, sous conditions, au réglage du réactif, actif et réactif étant généralement découplés. Cette connexion au réseau de transport peut, parfois, être envisagée de manière plus aisée sur certains réseaux insulaires car les niveaux de tension des réseaux de transport peuvent être relativement faibles ce qui limite alors les coûts de connexion (par exemple le 20 kV utilisé comme réseau de transport et comme réseau de distribution avec transformateurs 20-20 kV pour les relier).

2.7 Point de vue sur la participation des éoliennes à la régulation de fréquence

La constante augmentation de la production éolienne dans les réseaux a été possible grâce au développement technologique des éoliennes. Cependant, pour atteindre des niveaux de pénétration plus significatifs et conserver la fiabilité du réseau, il y a encore des progrès importants à réaliser :

- Les CTR doivent être adaptées de sorte à pouvoir accepter une pénétration éolienne plus importante, comme en Irlande par exemple ;
- L'usage de technologies éoliennes capables de contribuer aux services systèmes sera nécessaire. Cela dépendra notamment de l'engagement des constructeurs pour développer des éoliennes de faible taille performantes (inférieurs à 1 MW par exemple) et capables d'être protégées en cas de vents cycloniques ;
- La précision de la prédiction du vent devra être encore améliorée. Cette prédiction pourra être ainsi utilisée dans les contrôleurs des parcs éoliens afin de mieux gérer la production de l'ensemble du réseau ;
- La capacité des éoliennes de participer au réglage de la fréquence sera nécessaire.

Nous nous intéressons principalement au dernier point. Il existe actuellement très peu d'études sur la participation des éoliennes au réglage de fréquence. Jusqu'à présent ces études n'avaient pas d'intérêt car la participation des éoliennes à ce réglage n'était pas nécessaire. Aujourd'hui encore, dans les réseaux interconnectés, le niveau de pénétration d'énergie éolienne n'est pas suffisamment important pour qu'on soit obligé de limiter l'exploitation de la ressource éolienne afin d'avoir une réserve de puissance éolienne. Le problème est plus contraignant dans les réseaux insulaires. C'est pourquoi le suivi dynamique de l'équilibre production-consommation en présence de production éolienne dans ces réseaux est au centre de notre étude.

Le principe de contrôle de la fréquence est similaire pour les turbines liées à différents types de source : hydraulique, à vapeur et à gaz. Dans le cas des turbines éoliennes ce principe est différent car la quantité de vent qui traverse la turbine ne peut être ni contrôlée, ni déterminée avec précision pour l'instant.

On peut envisager différentes stratégies de gestion des parcs éoliens suivant la réglementation en vigueur et d'après le prix de revient du kWh éolien par rapport à celui des sources traditionnelles présentes sur chacune des îles.

Stratégie de gestion quand il n'y a pas d'obligation de participation à la régulation de fréquence et quand le prix du kWh éolien est plus cher que celui produit par les sources classiques :

Dans ce cas, on cherche à utiliser la source de production éolienne au maximum de ses possibilités. Les fluctuations de la charge doivent être compensées par les moyens de production classique. Les fluctuations liées au vent doivent aussi être compensées par ces mêmes sources. Il faut cependant préciser que dans certains sites l'installation de nombreuses éoliennes induit un effet de foisonnement qui réduit de manière significative l'intermittence de la ressource. Ce fait est tout à fait favorable à la qualité de la puissance globale produite par ces éoliennes. Il est possible de déterminer statistiquement la fraction de production conventionnelle que les parcs éoliens peuvent substituer pour un même niveau de qualité de fourniture. Cependant dans le cas d'un réseau insulaire, le minimum ne peut quasiment jamais être garanti. Aussi, on peut remarquer que la dynamique d'évolution de ce type de production peut être suivie sans problèmes majeurs par certains types de production (il s'agit de contributions de réglage secondaire, le foisonnement compensant largement les fluctuations pouvant affecter la régulation primaire). Les groupes correspondant à ces productions (groupe diesel, turbine à gaz, hydraulique) sont susceptibles de réagir rapidement même s'ils sont initialement à l'arrêt. Au contraire, pour une installation thermique classique, au charbon par exemple, les temps de réaction peuvent être plus importants, en particulier leur démarrage nécessite plusieurs heures de délais (en fonction de leur température résiduelle).

Une attention particulière doit être portée au fonctionnement en creux de charge dans le cas où la pénétration éolienne est importante. C'est à ce moment que les problèmes de stabilité de réseaux risquent d'être les plus aigus car la proportion de la production éolienne par rapport à la production classique peut augmenter considérablement. La technique de réduction de la production conventionnelle ou déplacement de combustible peut trouver ses limites et atteindre les minimums techniques.

Si c'est le cas il faut commencer à baisser la production éolienne à moins que les prévisions de production des éoliennes sont telles qu'elles permettent de commencer progressivement à arrêter des unités classiques (celles qu'on pourrait redémarrer rapidement, si le vent venait à tomber !).

Stratégies de gestion quand il y a une obligation de participer au réglage de fréquence ou que le prix du kWh éolien est compétitif par rapport à celui produit par les sources classiques :

Dans un de ces cas, les éoliennes doivent participer au réglage de fréquence ce qui suppose de conserver en permanence une marge de réglage de puissance active potentielle par rapport au maximum productible à ce moment. Dans ce cas, la puissance captée par l'éolienne doit être baissée de façon à conserver à tout instant une certaine réserve de puissance en fonction de la puissance disponible. Les stratégies et lois de commande permettant le réglage de la fréquence à partir de la production éolienne sont un des principaux intérêts de notre travail. Elles contemplent plusieurs étapes qui seront développées tout le long du document.

2.8 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons d'abord présenté les principales particularités des réseaux insulaires par rapport aux réseaux interconnectés. On souligne la grande sensibilité des réseaux insulaires aux variations de production. Ce fait est l'une des principales causes qui conduisent à une gestion différente du réseau dans lequel les niveaux des risques acceptés sont plus importants.

Une étude sur les Conditions Techniques de Raccordement (CTR) appliquées en Irlande et dans les îles françaises a été réalisée en faisant une attention spéciale aux CTR appliquées à la production éolienne. En Irlande, ces CTR sont bien en avance par rapport à celles des îles françaises. Elles sont donc une bonne base pour l'implémentation des stratégies de contrôle des éoliennes que nous allons implémenter dans les chapitres suivants.

L'analyse des principales particularités liées à l'insertion de la production éolienne en milieu insulaire a permis de voir que le foisonnement de la production éolienne est très limité au niveau de ce type réseau. On voit également que les éoliennes ont une bonne tenue face aux

variations importantes de fréquence qui sont plus susceptibles de se produire dans les réseaux du type insulaire et notamment lors de la présence d'une interface de conversion.

Les technologies éoliennes modernes ont la capacité de rester connectées pendant les creux de tension et peuvent fournir de la puissance réactive pour surmonter ces mêmes creux. Nous soulignons que les progrès dans le domaine de l'électronique de puissance ont permis d'implémenter de nouvelles fonctionnalités dans les éoliennes pour faire face à cette problématique.

La connexion des éoliennes sur le réseau a un impact sur le plan de tension local qui dépendra notamment du type de machine, du point de connexion des éoliennes et des possibilités du contrôle de la puissance réactive utilisé du parc éolien. Nous aborderons cette problématique dans le chapitre 5.

La non participation des éoliennes au réglage de fréquence n'est pas actuellement un problème majeur vu le faible taux de pénétration éolienne dans la plupart des îles. Dans le cas où la pénétration commence à devenir importante l'arrêt de groupes de production conventionnels est envisageable et ainsi une réduction des réserves de puissance. Les éoliennes devront donc substituer les réserves et participer au réglage de fréquence. Un point de vue concernant la participation des éoliennes au réglage de la fréquence a été présenté. Cette problématique sera abordée plus profondément dans le chapitre suivant dans lequel nous présentons des adaptations des lois de commande des éoliennes pour participer aux services systèmes.

On souligne qu'aujourd'hui la littérature scientifique compte très peu d'études sur la production éolienne en milieu insulaire. Pour connaître le comportement de cette production dans ce type de réseau, il a fallu s'inspirer d'une part des études faites en Irlande (pays qui peut être considéré comme un réseau intermédiaire entre un réseau insulaire et un réseau continental) et des études réalisées sur les réseaux interconnectés en tenant compte des limitations des réseaux insulaires.

Chapitre 3

Adaptation des lois de commande pour les éoliennes en vue de les faire participer aux services systèmes

3.1 Introduction

Comme indiqué dans le chapitre 2, les conditions techniques de raccordement appliquées aux parcs éoliens évoluent dans le sens d'exiger à ces parcs leur participation aux services systèmes d'une façon similaire aux centrales conventionnelles. Nous nous intéresserons principalement dans ce document à la participation de la production éolienne au réglage de fréquence. Le réglage de tension sera analysé plus succinctement car il est déjà implémenté dans la plupart des éoliennes modernes et il est bien connu dans la littérature scientifique [Ackermann, et al., 2007], [WIND, 1999], [Cartwright, et al., 2004].

Le besoin de participation des éoliennes au réglage de fréquence est d'autant plus fort que le taux de pénétration dans le réseau est important. Dans ce contexte, ce chapitre a pour objectif principal de proposer une vision synthétique de la commande des éoliennes et d'évaluer les adaptations nécessaires dans les commandes existantes en vue de faire participer les éoliennes au réglage de la fréquence.

Nous appliquons d'abord le principe d'un réglage primaire sur l'éolienne qui suppose de faire fonctionner les éoliennes à une puissance inférieure à la puissance disponible (ou productible) à chaque instant. De cette manière, on dispose d'une marge de manœuvre pour augmenter ou réduire la puissance électrique produite par les éoliennes lorsque la fréquence baisse ou augmente. C'est le même principe que celui utilisé par les centrales conventionnelles lorsqu'on les fait fonctionner à une puissance inférieure à la puissance nominale. La différence se situe évidemment au niveau de la ressource, le combustible, dont on maîtrise le flux pour les centrales conventionnelles, et le vent, dont la vitesse est stochastique, pour les éoliennes [Crappe, 2003].

En complément à ce réglage on peut ajouter un effet inertiel présenté par Ekanayake et Morren [Ekanayake, et al., 2003], [Ekanayake et Jenkins, 2004], [Morren, et al., 2006]. Dans le cas d'une machine synchrone on constate qu'une diminution de fréquence entraîne un

déstockage d'énergie cinétique permettant de limiter ainsi la chute de fréquence. Etant donné que la vitesse de l'éolienne est découplée de la fréquence du réseau, le phénomène observé sur la machine synchrone n'est pas naturel. En effet, grâce à la commande il est possible d'utiliser l'énergie cinétique stockée dans la turbine éolienne pour reproduire cet apport inertiel.

Bien qu'un système éolien soit un dispositif complexe faisant intervenir différentes sciences de l'ingénieur (électrique, mécanique de structure, mécanique des fluides...), nous utilisons des hypothèses simplificatrices classiques pour simplifier son analyse et nous focaliser sur l'objet de notre étude : la participation aux services systèmes, le réglage de la tension et celui de la fréquence. Nous décrivons dans un premier temps la façon dont l'éolienne est modélisée pour les études considérées. Nous proposons ensuite une vision synthétique des deux grandes familles de commande d'éoliennes. Nous présentons enfin les adaptations à réaliser dans la commande pour que les éoliennes puissent participer au réglage de la fréquence. Tout ceci nous permet d'analyser dans le chapitre suivant le comportement dynamique d'un petit réseau en présence d'éoliennes participant au réglage de la fréquence.

3.2 Modèle de l'éolienne

3.2.1 Modèle aérodynamique et mécanique

Le principe de conversion aérodynamique des turbines éoliennes est décrit largement dans la littérature [Hansen, 2007], [Ackermann et Wiley, 2005], [Manwell, et al., 2002]. L'éolienne convertit une partie de l'énergie cinétique contenue dans le vent. La puissance captée par l'éolienne peut être décrite par l'équation (3-1).

$$P_t = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 c_p(\lambda, \beta) v_v^3 \quad (3-1)$$

Où : P_t : Puissance mécanique produite par l'éolienne [W]

ρ : Densité de l'air [kg/m^3]

R : Rayon des pales [m]

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

λ : Vitesse spécifique de l'éolienne (cf. équation (3-2))

β : Angle d'orientation des pales [$^\circ$]

v_v : Vitesse du vent [m/s]

La vitesse spécifique λ de l'équation (3-1) est une relation entre la vitesse de la turbine au bout des pales et la vitesse du vent, soit :

$$\lambda = \frac{R\Omega_t}{v_v} \quad (3-2)$$

Où : Ω_t : Vitesse de rotation de la turbine [rad/s]

Le coefficient de puissance $c_p(\lambda, \beta)$ est directement liée aux caractéristiques aérodynamiques des pales et dépend de la vitesse spécifique λ et de l'angle d'orientation des pales β . Il traduit la proportion de puissance captée par la turbine. Théoriquement, il est limité à $16/27$ (limite de Betz). Cela veut dire qu'il est possible d'extraire au maximum 59% de l'énergie cinétique contenue dans le vent. La Figure 3.1 montre l'évolution typique du coefficient $c_p(\lambda, \beta)$ d'une éolienne par rapport à λ et β . On constate que lorsque l'angle de calage augmente le coefficient $c_p(\lambda, \beta)$ diminue. Cela se traduit en une réduction de l'énergie cinétique du vent captée par la turbine. Le coefficient $c_p(\lambda, \beta)$ de la turbine que nous avons utilisée est :

$$c_p(\lambda, \beta) = 0.18 \times \left(\frac{90}{0.4 + 0.5 \times \lambda} - 6.8 - 0.115 \times \beta^2 \right) \exp \left(0.16 - \frac{8}{0.4 + 0.5 \times \lambda} \right) \quad (3-3)$$

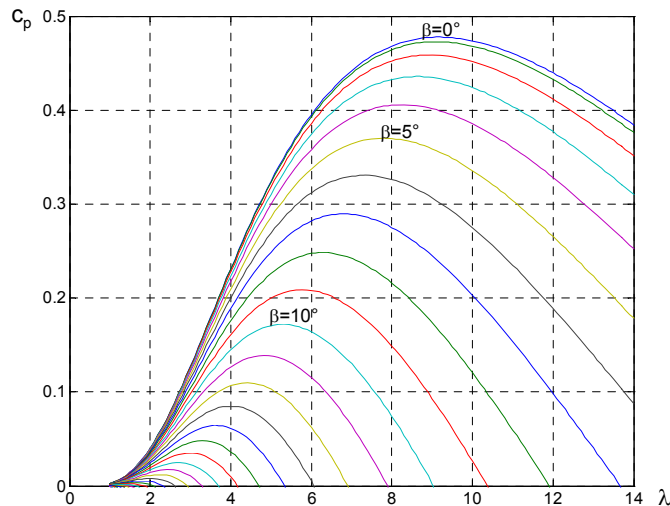


Figure 3.1 : Evolution du coefficient c_p en fonction de λ et β

La liaison entre l'aéroturbine et la partie électrique de l'éolienne est représentée ici par l'intermédiaire de l'équation du mouvement. Plusieurs modèles du comportement mécanique de l'arbre de l'éolienne, sont proposés dans la littérature [Ledesma Larrea, 200], [Heier, 1998]. Nous considérons ici un couplage rigide dans lequel la masse de la turbine, de la boîte de vitesse et du générateur sont représentées par une masse unique de moment de l'inertie J (cf. Figure 3.2). Ce type de modèle est souvent utilisé dans les analyses dynamiques de réseaux tenant compte de la production éolienne [Akhmatov, et al., 2000], [McArdle, 2004].

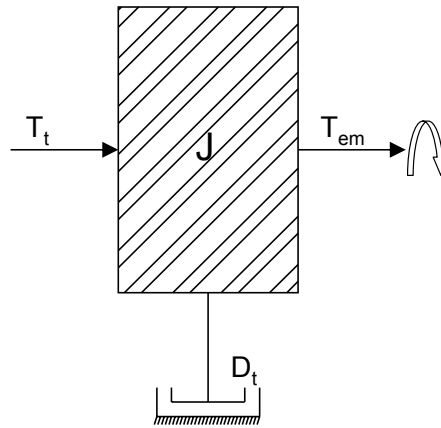


Figure 3.2 : Représentation de l'arbre de la turbine

Nous négligeons les pertes mécaniques par frottement (coefficient de frottement de la turbine D_t nul). L'équation du mouvement côté basse vitesse donne par la suite.

$$T_t - T_{em} = J \frac{d\Omega_t}{dt} \quad (3-4)$$

Où : T_t : Couple aérodynamique de la turbine [N.m]

T_{em} : Couple électromagnétique de la génératrice ramené à l'axe à basse vitesse [N.m]

J : Moment d'inertie de la turbine et de la génératrice [kg.m²]

Ω_t : Vitesse de rotation de la turbine dans l'axe à basse vitesse [m/s]

Le couple T_t et la puissance de la turbine P_t sont liés par la vitesse de rotation de la turbine :

$$T_t = \frac{P_t}{\Omega_t} \quad (3-5)$$

Si nous remplaçons P_t par l'expression de l'équation (3-1). Nous obtenons :

$$T_t = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 \frac{c_p(\lambda, \beta)}{\Omega_t} v_v^3 \quad (3-6)$$

En prenant en compte (3-2), nous avons :

$$T_t = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 \frac{c_p(\lambda, \beta)}{\lambda} v_v^2 \quad (3-7)$$

Dans les études de réseaux électriques on a l'habitude de travailler avec des grandeurs réduites. La Figure 3.3 présente la transcription de ces équations en schéma blocs dans lequel les variables du modèle mécanique sont présentées en « per unit ».

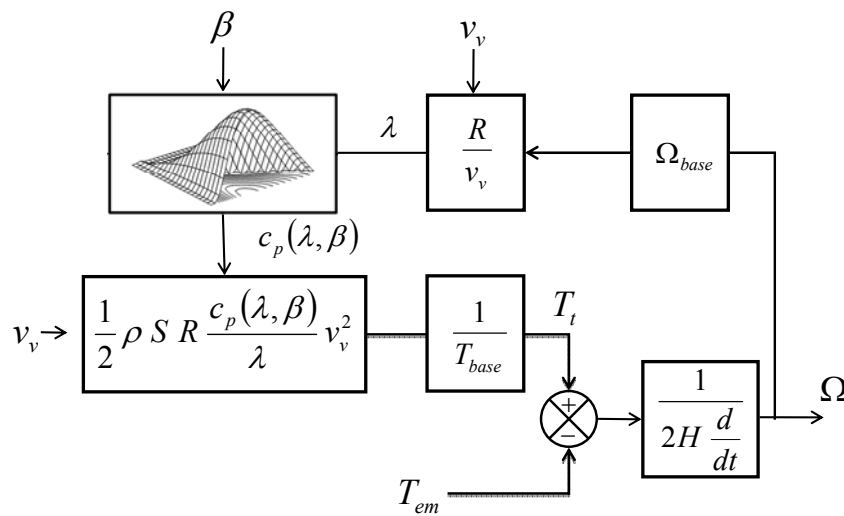


Figure 3.3 : Modèle mécanique et aérodynamique de l'éolienne

On remarque dans le modèle que seule la partie mécanique (équation (3-4)) est transcrite en p.u. La partie non linéaire reste inchangée, soit :

$$T_t - T_{em} = 2H \frac{d\Omega_t}{dt} \quad (3-8)$$

Où : H : Inertie de la turbine plus génératrice [s]

T_t , T_{em} et Ω_t en p.u.

$T_{base} = T_{nom}$

$\Omega_{base} = \Omega_{nom}$

Les paramètres de la turbine utilisés sont ceux du Tableau 3.1.

P_{nom} [MW]	R [m]	N	H [s]	Ω_{nom} [rad/s]	λ_{opt}	$c_{p_{opt}}$
2	40	92,6	3	$18\pi/30$	9	0,4775

Tableau 3.1 : Principaux paramètres de l'éolienne

N : rapport du multiplicateur de vitesse

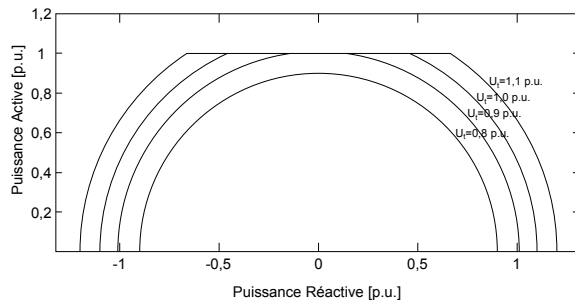
3.2.2 Modèle de la partie électrique

Comme mentionné dans le chapitre 2 (cf. paragraphe 2.6), deux technologies électriques principales sont aujourd'hui utilisées dans les systèmes éoliens suivant que le convertisseur d'électronique de puissance soit connecté au stator ou au rotor de la machine. Le comportement de ces deux systèmes est très différent lors de transitoires sévères du type creux de tension profond.

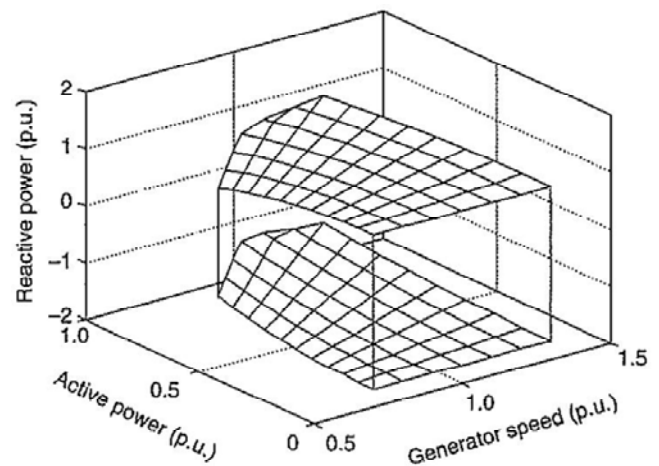
Cependant, dans la mesure où nous nous intéressons qu'au réglage de la tension et de la fréquence, nous portons notre attention exclusivement sur les échanges de puissance active et réactive qui sont bien contrôlées par le convertisseur d'électronique de puissance qu'il soit placé au stator ou au rotor. Ainsi, nous choisissons un modèle unique très simple de type « injecteur de puissance » pour représenter ce fonctionnement.

Dans ce modèle, il faut prendre en compte les limites technologiques en termes de puissance active et réactive. Il faut envisager pour cela 2 points distincts :

- Le facteur de puissance nominal minimal imposé par le gestionnaire du réseau où est connecté le système éolien. Il peut être différent suivant que la puissance réactive soit absorbée ou fournie au réseau. Nous avons observé par exemple que dans le cas du réseau de transport irlandais cette valeur varie entre 0,93 capacitif et 0,85 inductif lorsque l'éolienne fonctionne à la puissance active nominale P_{nom} .
- La forme de la caractéristique $P(Q)$. Elle varie suivant le type de machine et les constructeurs. Dans la Figure 3.4 il est présenté la caractéristique $P(Q)$ pour une éolienne avec machine synchrone et pour une autre avec MADA [Ackermann et Wiley, 2005].



(a) Eolienne avec machine synchrone avec convertisseur d'électronique de puissance



(b) Eolienne avec MADA

Figure 3.4 : Domaine de fonctionnement en puissance [Ackermann et Wiley, 2005]

On voit que les éoliennes avec machine synchrones peuvent fournir une quantité importante de puissance réactive même à de faible vitesse du vent contrairement aux éoliennes avec MADA. La puissance réactive de ces dernières dépend également de la vitesse de l'éolienne qui dépend au même temps de la vitesse du vent.

3.3 Principes de contrôle du système éolien dans une stratégie de production maximale de puissance

3.3.1 Principes généraux

Un système éolien a pour objectif essentiel de fournir de la puissance active sur le réseau électrique. A la différence d'une machine synchrone classique, la vitesse de la génératrice n'est pas directement liée avec la fréquence du réseau. Ainsi, la commande a pour objectif de contrôler aussi la vitesse de rotation. Nous disposons de deux entrées de commande pour le système : le couple électromagnétique de la machine contrôlé de manière quasi instantané (quelques millisecondes) par l'intermédiaire de la commande des convertisseurs d'électronique de puissance ainsi que l'actionneur pitch, beaucoup plus lent (de l'ordre de la seconde) puisqu'il a pour rôle d'orienter les pales de l'éolienne. Dans l'objectif de produire le plus de puissance possible, il est bien évident que l'utilisation de l'actionneur d'orientation des pales est limitée à sa valeur optimale, jusqu'à ce qu'on atteigne la puissance nominale de fonctionnement.

La Figure 3.5 résume les principes généraux de fonctionnement de l'éolienne dans une stratégie où l'on cherche à tirer le maximum de puissance électrique du vent disponible [El Aimani, 2004].

On peut définir différents points de fonctionnement :

- A : vent de démarrage de l'éolienne. Cette valeur se situe classiquement vers 3,5 à 4 m/s ;
- Zone A à B = Zone 1 : on cherche à optimiser la puissance extraite de la machine par adaptation de la vitesse de rotation à la vitesse du vent ;
- B : la vitesse de rotation de l'éolienne atteint la valeur Ω_B proche de la vitesse nominale ;
- Zone B à C = Zone 2 : la vitesse de rotation suit une loi linéaire. L'objectif majeur de la commande n'est plus d'optimiser la puissance ;
- C : la vitesse de rotation atteint la vitesse Ω_C ;
- D : on commence à utiliser l'orientation des pâles, la vitesse est réglée à la valeur Ω_D , la puissance est alors égale à la puissance nominale ;
- Zone D à E = Zone 3 : la vitesse est limitée Ω_D – la puissance est limitée à sa valeur nominale ;
- E : vitesse d'arrêt de l'éolienne : habituellement fixée aux alentours de 25 m/s.

Remarque : nous avons défini le cas le plus général de commande de l'éolienne. Dans certains cas les vitesses Ω_C et Ω_D sont confondues. Il arrive aussi que la caractéristique de vitesse de rotation en fonction de la vitesse du vent entre les points B et C soient complètement plate, il en résulte alors que les vitesses Ω_B et Ω_C sont aussi confondues.

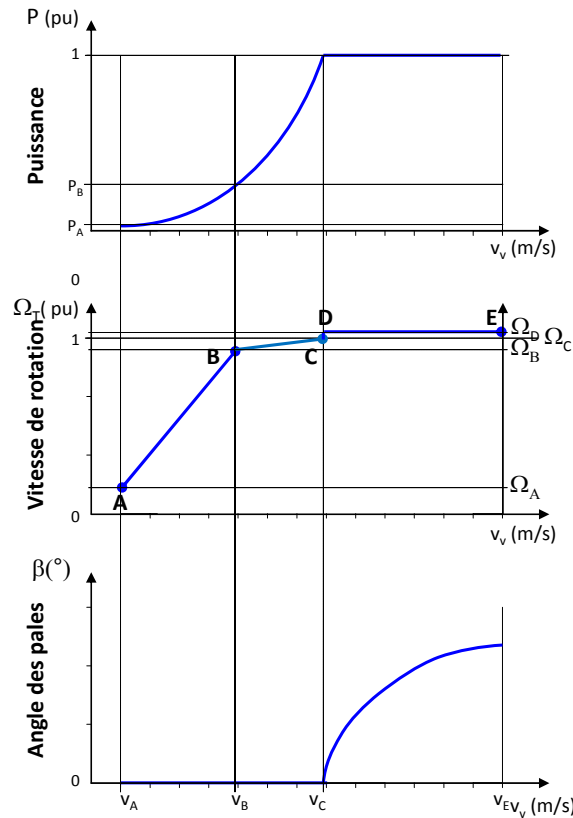


Figure 3.5 : Zones de fonctionnement des éoliennes

Cette figure montre clairement que l'angle β n'est utilisé que dans la zone de limitation de la puissance qui correspond statistiquement à environ 5% à 10% du temps de fonctionnement d'une éolienne classique onshore.

Il faut considérer l'indication « vitesse de vent » comme le vent fictif homogène sur toute la surface de la pale qui conduirait, pour une vitesse de rotation donnée à la puissance considérée. Cette vitesse de vent, qui n'existe pas, caractérise la puissance disponible (ou maximale) que peut produire l'éolienne à un instant donné. Dans nos simulations, nous considérons que cette vitesse de vent fictive est connue. Dans la pratique, il est nécessaire de mettre en œuvre un estimateur basé sur les mesures dont on dispose : vitesse de rotation, angle de pales, puissance électrique.

Nous avons présenté les caractéristiques souhaitées pour la puissance et la vitesse en fonction de la vitesse du vent. Nous allons maintenant expliquer la manière d'y parvenir.

3.3.2 Zone d'optimisation de la puissance produite (zone 1)

Analysons tout d'abord, le cas où la puissance et la vitesse ne sont pas limitées. Dans ce cas de figure on cherche à optimiser la puissance en maintenant la vitesse spécifique à sa valeur optimal λ_{opt} . Deux solutions sont envisageables.

- Soit un asservissement de la vitesse de rotation qui permet de maintenir la valeur de λ autour de λ_{opt} .

$$\Omega_{t\ ref} = \frac{\lambda_{opt} v_v}{R} \quad (3-9)$$

Nous appellerons cette stratégie, commande directe de vitesse, nous détaillerons cette commande et notamment la synthèse du correcteur dans le paragraphe 3.4 ;

- Soit l'on impose une caractéristique de puissance de référence pour la génératrice du type :

$$P_{ref} = \frac{1}{2} \rho S c_{p\ opt} v_v^3 \quad (3-10)$$

En théorie, la vitesse se stabiliserait, en régime permanent, autour de la vitesse conduisant à la valeur optimale de λ . Dans la pratique, cette commande n'est pas utilisée car elle comporte un fort risque d'instabilité. En remplaçant la vitesse du vent par la vitesse de rotation, on peut déterminer une nouvelle caractéristique de puissance. En effet, si la valeur de λ est optimale, il existe une relation entre la vitesse du vent et celle de la vitesse de rotation :

$$v_v = \frac{\Omega_t R}{\lambda_{opt}} \quad (3-11)$$

La consigne de puissance de référence s'exprime alors sous la forme suivante

$$P_{ref} = \frac{1}{2} \rho S c_{p\ opt} \left(\frac{\Omega_t R}{\lambda_{opt}} \right)^3 \quad (3-12)$$

Cette stratégie a un comportement intrinsèquement stable même s'il n'y a pas de régulation explicite de vitesse [Camblong, 2003]. La caractéristique de puissance en fonction de la vitesse à une incidence sur la vitesse elle-même d'où le nom de « commande indirecte de vitesse ».

Les deux stratégies présentées conduisent aux mêmes résultats en statique. Cependant, le comportement dynamique de l'éolienne ne sera pas le même suivant la stratégie choisie.

3.3.3 Zone de limitation de la vitesse (zone 2)

La vitesse de rotation augmente de manière linéaire avec la vitesse du vent. A partir d'un certain niveau de vent, on doit commencer à limiter la vitesse de rotation.

Dans le cas de la régulation de vitesse explicite, il suffit de limiter la vitesse de consigne à la vitesse de rotation nominale. $\Omega_{t\ ref} = \Omega_{t\ nom}$

Dans le cas d'une consigne de puissance en fonction de la vitesse de rotation, il n'est pas possible de limiter la vitesse de rotation de manière aussi stricte car cela conduirait à une indétermination sur la référence de puissance en fonction de la vitesse ce qui induirait inévitablement une instabilité de fonctionnement. Il est indispensable de prévoir une pente que l'on caractérise de la manière suivante :

$$P_{ref} = P_B + (1 - P_B) \left(\frac{\Omega_t - \Omega_B}{\Omega_C - \Omega_B} \right) \quad (3-13)$$

Avec : Ω_B : Vitesse de rotation au point B

Ω_C : Vitesse de rotation au point C

P_B : Puissance au point B

P_C : Puissance au point C : $P_C = 1$ p.u.

Lorsque la puissance atteint la puissance nominale, la puissance de référence est alors limitée à 1. La figure ci-dessous représente l'ensemble de la caractéristique de la puissance de référence en fonction de la vitesse de rotation.

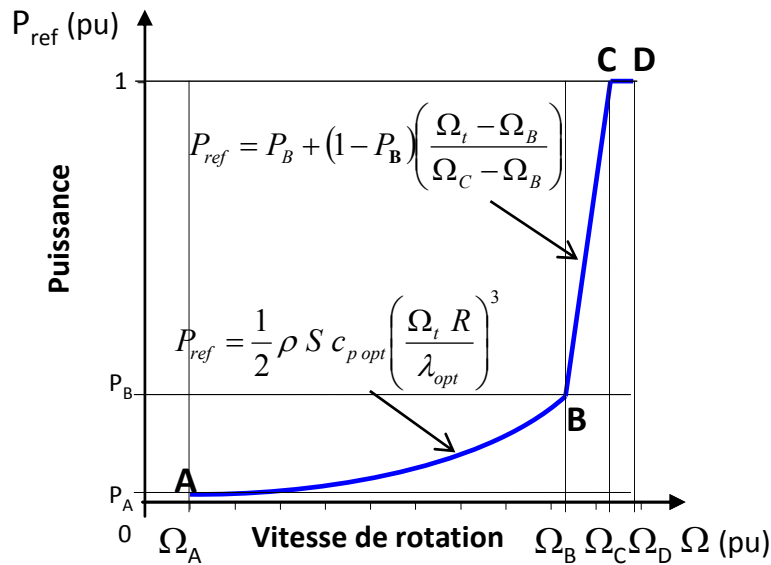


Figure 3.6 : Evolution de la puissance en fonction de la vitesse de rotation de l'éolienne

3.3.4 Zone de limitation de la puissance (zone 3)

La zone de limitation de puissance est sans conteste la plus complexe à analyser. Les deux grandeurs, vitesse et puissance doivent être contrôlée à l'aide du couple électromagnétique qui contrôle la puissance électrique et de l'angle de rotation de pales qui contrôle la puissance captée par la turbine.

On peut envisager plusieurs solutions de commande. Une première approche consisterait à appréhender le système comme multi entrée – multisorties et à synthétiser une commande multivariable. Cette solution fait l'objet de plusieurs recherches dans le domaine de l'automatique [Ostergaard, et al., 2007], [Munteanu, et al., 2008], [Lescher, et al., 2007]. Nous n'avons pas retenu cette approche et nous nous sommes limités à l'approche plus classique qui consiste à considérer deux systèmes asservis couplés. Deux solutions sont envisageables (cf. Figure 3.7) :

- La puissance est contrôlée par le couple et la vitesse par action sur l'angle de pitch
- La puissance est contrôlée par l'angle de pitch et la vitesse par action sur le couple électromagnétique.

On trouve les 2 approches dans la littérature. A vrai dire, il est difficile de faire une distinction nette entre les 2 tant que l'on reste sur un mode de fonctionnement classique c'est à dire une production maximale de puissance éolienne.

3.3.5 Architecture générale de la commande

De nombreuses variantes de commande peuvent être déterminées pour la commande générale de l'éolienne. Nous n'en présentons ici que 2, celles expliquées précédemment (cf. Figure 3.7).

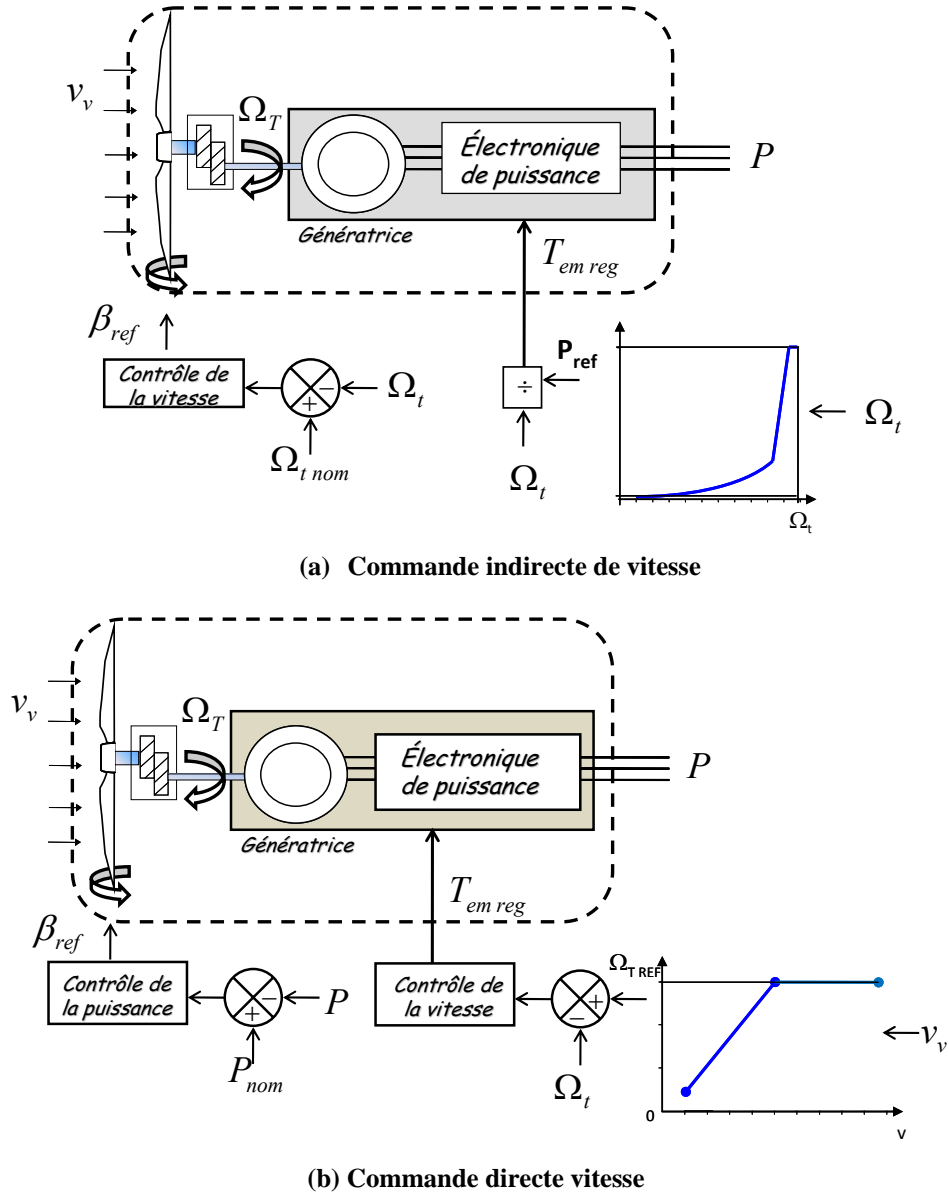


Figure 3.7 : Commande de l'éolienne

Dans la première solution de commande, la vitesse est contrôlée de manière indirecte dans les zones 1 et 2. Lorsque la puissance arrive à sa limite (zone 3), la vitesse doit alors être contrôlée par action sur l'angle d'orientation des pales. Il faut éviter absolument une interaction entre les 2 modes de contrôle de la vitesse, c'est la raison pour laquelle, il faut prévoir une vitesse de référence en zone 3 (Ω_D) légèrement supérieure à la vitesse limite pour la zone 2 (Ω_C).

Dans la deuxième solution de commande, c'est le couple électromagnétique qui contrôle la vitesse sur toute la plage de fonctionnement. Cette commande est donc plus facile à mettre en œuvre.

Tant que l'on cherche à optimiser la puissance convertie par l'éolienne, il est difficile de trouver un critère déterminant pour choisir l'une ou l'autre solution. Cependant, Nous verrons dans le chapitre suivant que ceci a une incidence importante sur le contrôle dynamique de la puissance.

Nous remarquons que les deux types de commandes auront un comportement dynamique assez différent. En effet, dans le cas de la première commande, la consigne de puissance agit directement sur le couple électromagnétique donc sur la puissance électrique produite. La dynamique de réaction est quasi instantanée eu égard la rapidité de la commande du couple électromagnétique. Dans le deuxième cas de figure, l'action sur l'angle d'orientation des pales est d'une part plus lente mais, de plus, agit sur le réglage de la puissance aérodynamique qui diffère de la puissance électrique par l'effet inertiel des pales. On peut donc en conclure que la première solution de commande est meilleure que la deuxième d'un point de vue du service que souhaite recevoir le réseau en termes de participation des éoliennes au réglage de fréquence. Ce point sera examiné plus en détail au chapitre 4.

3.4 Synthèse des correcteurs pour la boucle de vitesse

Nous présentons ici la méthode de synthèse des correcteurs de vitesse pour les 2 cas de figure considérés précédemment.

3.4.1 Contrôle de la vitesse par action sur le couple électromagnétique

On présente ici le cas où la vitesse est contrôlée par action sur le couple électromagnétique. La Figure 3.8 présente le modèle de la partie opérative avec la boucle de vitesse.

On considère que le couple aérodynamique n'est pas mesurable mais qu'il est possible d'avoir une estimation de ce couple \tilde{T}_t à partir des autres grandeurs physiques mesurables.

On choisit un correcteur PI du type :

$$C(s) = K_p \left(1 + \frac{1}{\tau_i s} \right) \quad (3-14)$$

La fonction de transfert en boucle ouverte est alors :

$$F(s) = K_p \left(1 + \frac{1}{\tau_i s} \right) \frac{1}{2H s} \quad (3-15)$$

D'où le polynôme caractéristique:

$$P_c(s) = \frac{2\tau_i H}{K_p} s^2 + \tau_i s + 1 \quad (3-16)$$

On obtient les paramètres de K_p et τ_i après identification du dénominateur de cette fonction de transfert à un polynôme de référence du 2^o ordre du type :

$$P_{nREF} = \frac{s^2}{\Omega_{nref}^2} + 2 \frac{\zeta_{ref}}{\Omega_{nref}} s + 1 \quad (3-17)$$

On en déduit les valeurs de K_p et τ_i à partir des valeurs de Ω_{nref} et ζ_{ref} . Dans la pratique, nous choisissons un amortissement unitaire et un temps de réponse de 10 s ce qui signifie une valeur de Ω_{nref} de 0.5 rad/s. Cette dynamique est relativement lente de manière à bénéficier d'un effet de lissage de la puissance grâce au stockage et déstockage de l'inertie cinétique contenue dans la turbine éolienne.

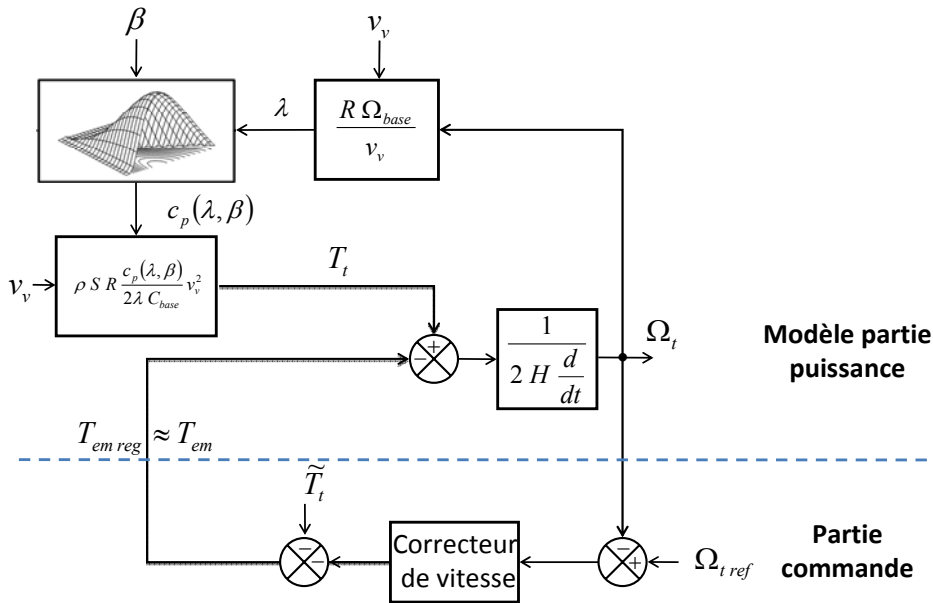


Figure 3.8 : Contrôle de la vitesse par action sur le couple électromagnétique

3.4.2 Contrôle de la vitesse par action sur l'angle d'orientation des pales

La chaîne d'action qui établit une relation entre la vitesse et l'angle d'orientation des pales est fortement non linéaire. La synthèse du correcteur utilisé dans cette commande est donc plus complexe que précédemment. Une solution consiste à développer un modèle linéarisé autour d'un vent déterminé (v_{vi}). La procédure de linéarisation est expliquée en annexe 2. On aboutit à une expression du couple aérodynamique de la forme :

$$\Delta T_t = a_i \Delta \Omega_t + b_i \Delta \beta \quad (3-18)$$

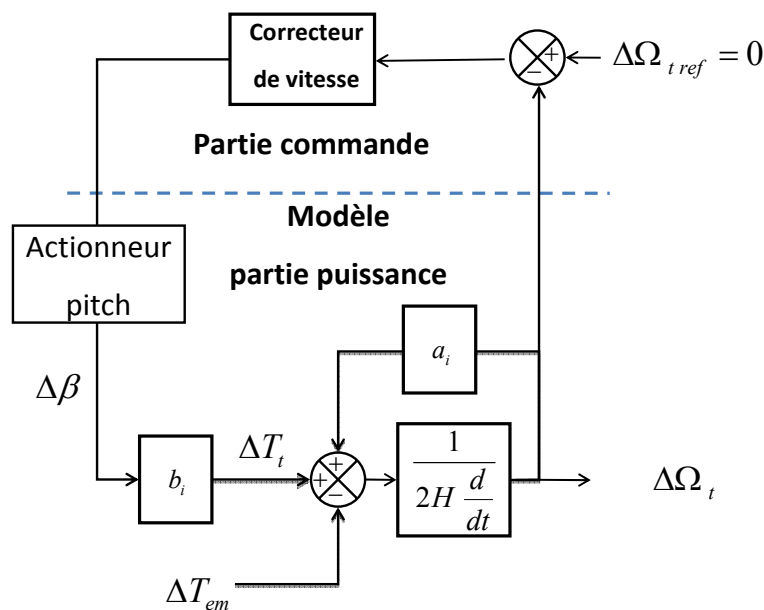


Figure 3.9 : Contrôle de la vitesse par action sur l'angle d'orientation des pales

On peut alors calculer le correcteur sur la base du modèle linéarisé. En toute rigueur, il faudrait faire évoluer les paramètres de ce correcteur en fonction de la vitesse du vent.

Nous avons considéré un correcteur à paramètres fixes calculé pour un vent de 14 m/s. Le temps de réponse choisi est aussi de 10 s.

3.5 Limitation de la puissance de l'éolienne

La stratégie présentée jusqu'ici correspond à des lois de commande ayant pour objectif de maximiser la puissance éolienne. La participation au réglage de la fréquence des éoliennes doit permettre de moduler à la hausse ou à la baisse la puissance produite. Il faut donc être capable de régler cette puissance. Ceci suppose une adaptation de l'architecture des commandes proposées au paragraphe 3.3.5.

Dans tous les cas de figure, cela suppose une action sur la puissance de consigne de l'éolienne. On définit donc une référence externe de puissance : P_{ref_ext} .

Dans la première solution de commande (cf. Figure 3.7(a)), la puissance est déterminée à partir de la caractéristique $P_{ref_int} = f(\Omega_t)$ de la Figure 3.10. Nous appellerons cette puissance : puissance de référence interne : P_{ref_int} . On en déduit la consigne P_{ref} de la manière suivante :

$$\text{Si } P_{ref_ext} > P_{ref_int} \Rightarrow P_{ref} = P_{ref_int}$$

$$\text{Si } P_{ref_ext} < P_{ref_int} \Rightarrow P_{ref} = P_{ref_ext}$$

Ceci peut être réalisé par l'utilisation d'un simple élément de saturation à bornes variables (cf. Figure 3.10)

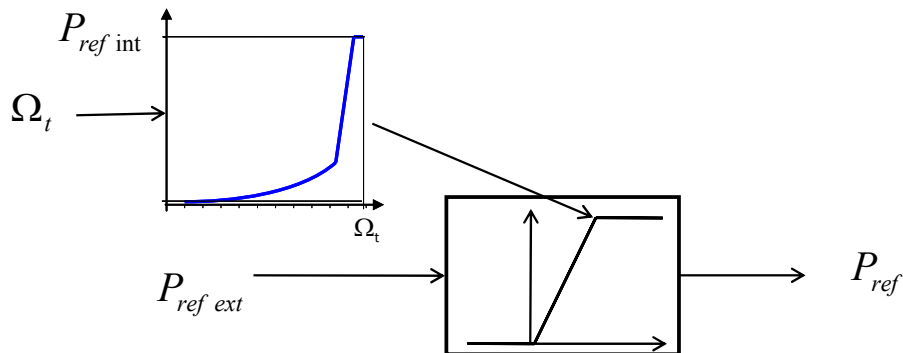


Figure 3.10 : Saturation

Une limitation de la consigne de puissance va naturellement induire une augmentation de la vitesse. Nous pouvons observer un exemple de ce phénomène dans la Figure 3.11.

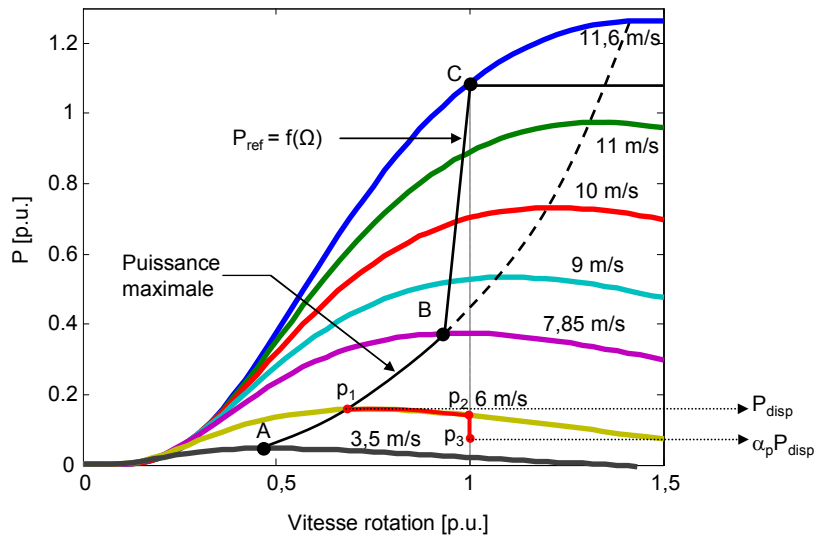


Figure 3.11 : Limitation de la consigne de puissance

Dans certains cas, cette modification de la vitesse suffira pour diminuer la puissance convertie par la turbine et la vitesse convergera vers une nouvelle valeur d'équilibre.

Dans la plupart des cas, la vitesse augmentera jusqu'à la vitesse nominale (de p_1 à p_2 pour l'exemple de la figure), c'est alors la régulation de vitesse par action sur l'angle des pales qui entrera en action (pour passer de p_2 à p_3 afin d'atteindre la valeur de réserve souhaitée). Cet effet d'augmentation de la vitesse permet d'augmenter naturellement le stockage sous forme cinétique dans la turbine.

Cette stratégie de détermination de la référence de puissance est bien adaptée à la première solution de commande. Cependant, elle ne permet pas de définir précisément la réserve de puissance disponible en temps réel.

Il est donc préférable de déterminer la puissance de référence (P_{ref}) à partir de la puissance disponible (P_{disp}).

$$P_{ref} = \alpha_p P_{disp} \quad (3-19)$$

Il faut donc au préalable caractériser cette puissance disponible

- $v_A < v < v_B$ Il est possible d'optimiser la puissance convertie, la puissance maximale disponible s'exprime donc sous la forme :

$$P_{disp} = \frac{1}{2} \rho S c_{p\ opt} v_v^3 \quad (3-20)$$

- $v_B < v < v_C$ La vitesse de rotation doit être limitée proche de sa valeur nominale. Le coefficient c_p n'est plus optimal.

$$P_{disp} = \frac{1}{2} \rho S c_p(\lambda_n) v_v^3 \quad (3-21)$$

Avec

$$\lambda_n = \frac{\Omega_{t\ nom} R}{v_v} \quad (3-22)$$

- $v_D < v_v < v_E$ La puissance disponible est égale à la puissance nominale.

$$P_{disp} = P_{nom}$$

On peut noter que cette caractéristique de puissance disponible en fonction de la vitesse du vent est fournie systématiquement par tous les constructeurs d'éoliennes. Ce sur cette caractéristique que nous nous baserons par la suite.

3.6 Participation au réglage de la fréquence

La référence de puissance externe est fournie par le gestionnaire du réseau ou du parc éolien en fonction de la fréquence du réseau. Nous avons utilisé ici la caractéristique statique puissance/fréquence de la norme irlandaise (cf. Figure 3.12).

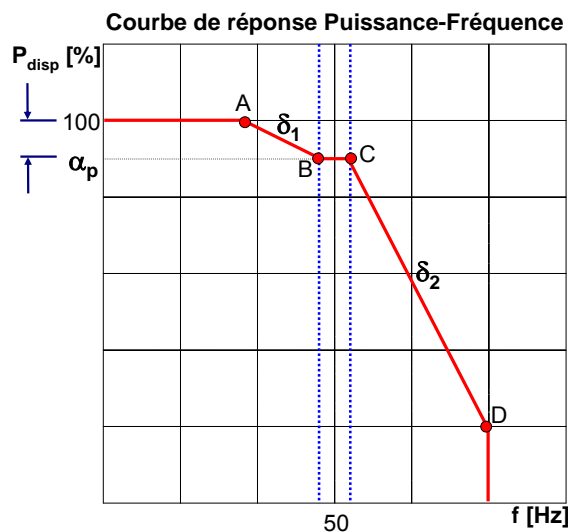


Figure 3.12 : Caractéristique statique fréquence puissance utilisée

On voit dans la Figure 3.12 que l'éolienne devra :

- Produire un **pourcentage de la puissance disponible** lorsque la fréquence du réseau est dans un domaine normal autour de la fréquence nominale, délimité par les points B et C ;
- Réduire la production en fonction de la variation de fréquence et de la caractéristique statique δ_2 fréquence/puissance lorsque la fréquence augmente et dépasse la limite normale de fréquence C ;
- Augmenter la production en fonction de la variation de fréquence et de la caractéristique statique δ_1 lorsque la fréquence diminue et dépasse la limite normale de fréquence B.

Nous utilisons un coefficient (α_p) pour définir le pourcentage de la puissance disponible qui sera produite par l'éolienne lorsqu'elle fonctionne autour de la fréquence nominale. La Figure 3.13 présente l'implémentation qui permet d'obtenir la consigne de puissance.

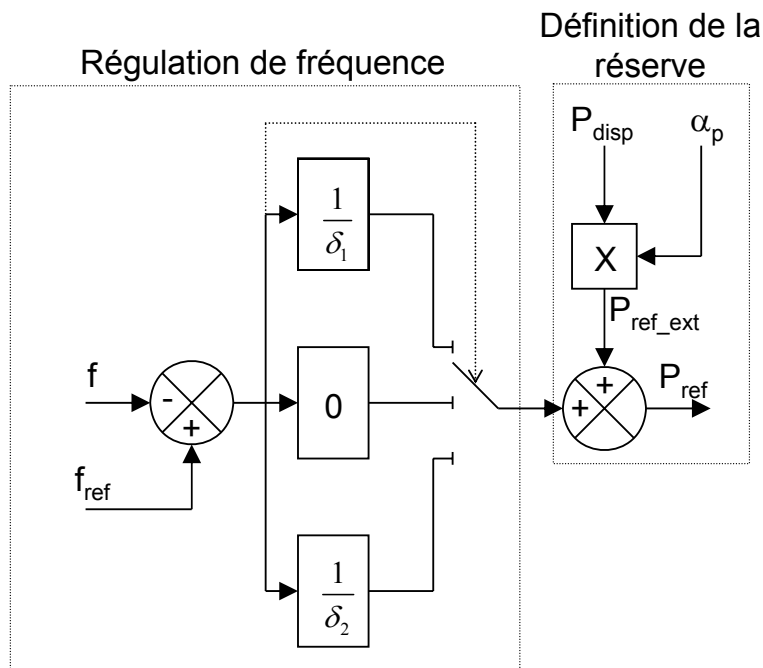


Figure 3.13 : Régulation de fréquence

Cette implémentation permet ainsi de conserver une réserve de puissance et de réguler la puissance produite de façon à obtenir le comportement de la Figure 3.14.

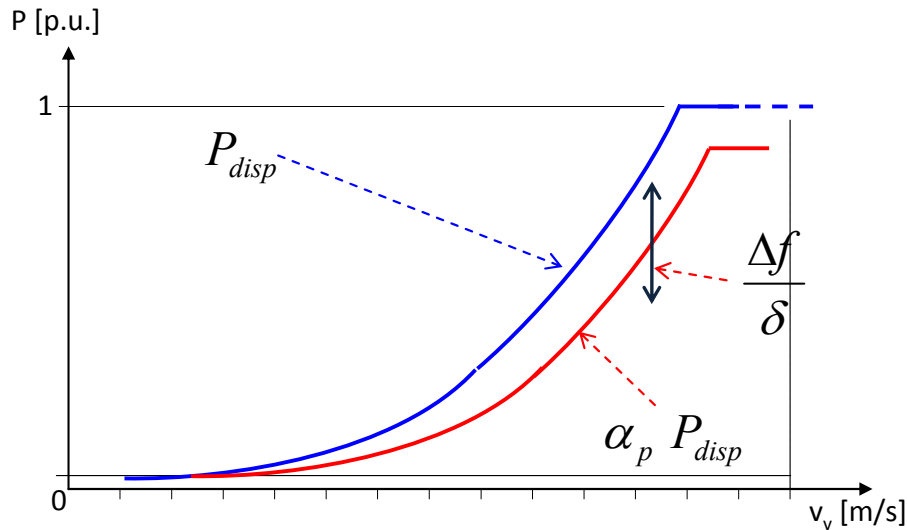


Figure 3.14 : Puissance produite en fonction de la vitesse du vent

3.7 Ajout d'un effet inertiel

De manière à améliorer encore le comportement dynamique du système, on peut envisager d'ajouter un effet inertiel sur la commande de l'éolienne de façon à s'approcher du comportement des centrales conventionnelles munies de machines synchrones. Cet effet inertiel n'a rien de naturel et ne peut être reconstitué que par la commande car la vitesse de rotation de l'éolienne est complètement découplée de la fréquence du réseau contrairement aux machines synchrones [Ekanayake, et al., 2003], [Morren, et al., 2006].

Pour ajouter l'effet inertiel, il suffit d'ajouter une consigne liée à la variation de fréquence filtrée :

$$P_{ref} = \alpha_p P_{disp} + \frac{(f_{nom} - f)}{\delta} - \frac{sf}{1 + \tau_i s} H_{fic} \quad (3-23)$$

Avec : τ_i : Constante de temps du filtre [s]

H_{fic} : Inertie fictive [s]

La Figure 3.15 montre la modification apportée à la commande.

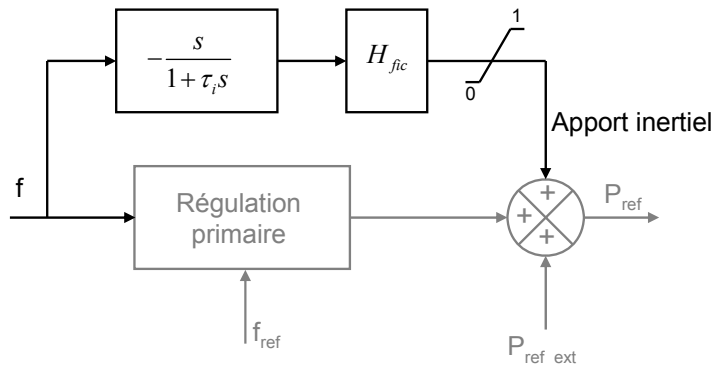


Figure 3.15 : Apport inertiel

On a ajouté donc une action proportionnelle à la dérivée de la fréquence. Pour limiter des bruits induits par cette action dérivée, nous devons filtrer la mesure de la fréquence.

Il faut remarquer ici que le choix du type de commande a une incidence importante sur la reconstitution de l'effet inertiel. En effet, comme nous l'avons signalé au paragraphe 3.3.5, la dynamique de contrôle de la puissance est nettement plus importante dans le cas où l'éolienne est contrôlée par action sur le couple. C'est donc cette solution que nous choisirons pour implémenter l'effet inertiel.

3.8 Participation au réglage de la tension

L'une des principales mesures pour limiter les variations de tension dans le réseau est de distribuer le contrôle de la tension/puissance réactive sur tous les groupes de production qu'y sont connectés. Dans cette optique, les éoliennes doivent aussi participer au réglage de tension en injectant ou en absorbant de la puissance réactive [Ackermann, et al., 2007]. La production de puissance réactive des éoliennes dépend principalement de leur technologie :

- Celles utilisant des machines asynchrones à cage, sont uniquement consommatrices de puissance réactive. Afin de compenser l'énergie réactive consommée, on les associe à des batteries de condensateurs. Le réglage de réactif dépendra donc principalement des batteries des condensateurs ;
- Les éoliennes avec MADA peuvent contrôler la puissance réactive échangée avec le réseau grâce à l'interface d'électronique de puissance. Il suffit de contrôler la composante directe du courant rotorique du convertisseur coté rotor ou la composante quadratique du convertisseur coté stator [Camblong, 2003], [Hansen, et al., 2006]. Il est donc possible, dans les limites du dimensionnement des convertisseurs, de régler la tension.

- Les éoliennes avec machine synchrone peuvent contrôler la puissance réactive dans tout le domaine de fonctionnement grâce aux capacités du convertisseur électronique.

Pour les technologies modernes, la capacité de production de puissance réactive dépend du convertisseur de fréquence. Dans le cas général, l'éolienne peut fonctionner au minimum avec un facteur de puissance entre 0,9 capacitif et 0,9 inductif. La vitesse d'action du convertisseur est très rapide (de l'ordre de 10 ms). Ce sont ces valeurs que nous considérons pour le modèle du convertisseur de puissance. D'autre part, la régulation sera réalisée par l'intermédiaire un correcteur PI. Nous avons déduit les valeurs de K_p et τ_i en prenant en un temps de réponse de 300 ms (cf. Figure 3.16) [Ackermann et Wiley, 2005].

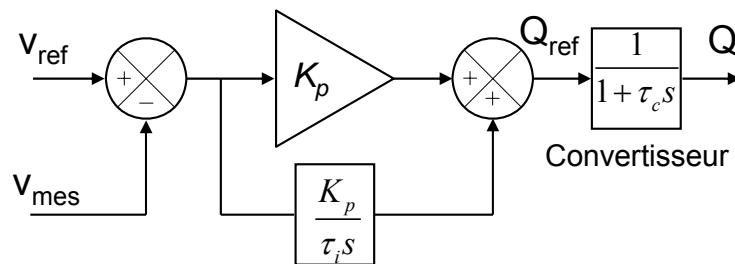


Figure 3.16 : Boucle de régulation de la tension

3.9 Conclusion

Nous avons réalisé dans ce chapitre une description du contrôle de tension/puissance réactive et de celle de la fréquence/puissance active du modèle éolienne implémenté. La première commande étant complètement indépendante en fonction du convertisseur de fréquence, nous nous intéressons principalement au contrôle de la puissance active.

Nous avons étudié donc deux stratégies de commande pour le contrôle de l'éolienne. La première s'agit d'un contrôle indirect de la vitesse par action sur le couple électromagnétique. Dans le deuxième cas, la vitesse est contrôlée directement par action sur l'angle d'orientation de pales.

Tant que l'on cherche à optimiser la puissance convertie par l'éolienne les différences entre les deux stratégies de commande ne sont pas importantes. Cependant, lorsque l'on fait participer l'éolienne à la régulation de fréquence, le comportement dynamique de l'éolienne

ne sera pas le même suivant la stratégie choisie. Dans ce cas, la dynamique quasi instantanée de la commande par action sur le couple électromagnétique est plus adaptée.

Nous avons montré que lorsque l'on contrôle l'éolienne par action sur le couple électromagnétique il est possible d'ajouter un effet inertiel sur la commande. Etant donné que la vitesse de rotation de l'éolienne est découplée de la fréquence il a été reconstitué par l'intermédiaire de la commande.

Chapitre 4

Etude des réseaux faibles en présence de production éolienne

4.1 Introduction

L'exploitation des réseaux électriques est une tâche dont la complexité est en constante augmentation. Aujourd'hui, les réseaux électriques sont devenus un ensemble de multiples composants avec une interaction permanente sous le contrôle d'opérateurs humains et d'automates fortement bouclés. A tous cela, on peut ajouter d'autres éléments comme l'augmentation du nombre des contraintes (économiques, environnementales, etc.) qui rendent parfois l'analyse des événements ou de modifications à l'intérieur du réseau très complexe.

Le recours à la simulation est de plus en plus fréquent et nécessaire afin de pouvoir satisfaire, au moindre coût, à des exigences toujours plus sévères. Cela conduit à une exploitation des réseaux plus près de leur limite physique qu'il faut donc connaître plus précisément pour assurer leur bon fonctionnement. L'étude du comportement des réseaux devient une étape obligée du développement de nouveaux composants et de leurs régulations, de la planification à long terme, etc.

Un réseau électrique en fonctionnement peut subir une grande variété de perturbations ou d'incidents qui provoquent des comportements physiques très variés au sein du réseau. Ces phénomènes peuvent être classifiés en différents régimes [Meyer, et al., 1998] :

- 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 : ils correspondent aux variations des charges, des systèmes de conduites et du réglage secondaire de fréquence et de tension ;
- Les régimes transitoires : ils correspondent aux oscillations électromécaniques des alternateurs et aux actions de réglage primaire de fréquence et de tension ;

- Les régimes transitoires rapides : ils correspondent aux phénomènes transitoires électromagnétiques comme la foudre, les surtensions de manœuvre, la ferrorésonance...

Nous allons étudier dans ce chapitre le comportement transitoire d'un réseau faible très simple, constitué uniquement d'une production éolienne, d'un groupe de production conventionnel (Diesel ou Thermique) et d'une charge. Les modèles des principaux éléments qui interviennent dans ce réseau seront d'abord explicités. Ensuite, les différentes lois de commande présentées au chapitre 3 vont être appliquées sur la supervision de la production éolienne. Nous soulignons que la finalité dans ce chapitre est de montrer clairement les impacts de l'intégration de la production éolienne sur le comportement dynamique du réseau, d'où le choix de ce réseau fictif très simplifié. L'analyse de réseaux réels et plus complexes sera réalisée dans les chapitres 5 et 6. Dans cet objectif nous ferons le lien, en fin de chapitre, entre les simulations réalisées dans ce chapitre sous la toolbox « Simpower System (SPS) » de Matlab SimulinkTM avec le logiciel EUROSTAG de manière à préparer les simulations de réseau de plus grande ampleur.

4.2 Description des modèles

L'étude des grandes perturbations conduit à analyser de fonctionnements éloignés des conditions normales d'exploitation et exige des modèles dont le domaine de validité est étendu. Dans cette partie nous allons décrire les modèles des principaux éléments qui interviennent dans le comportement dynamique d'un réseau (cf. Figure 4.1) :

- Systèmes d'entraînement (moteur diesel / turbine à vapeur)
- Alternateur et sa régulation de tension
- Modèle de la connexion de l'éolienne au réseau
- Charge

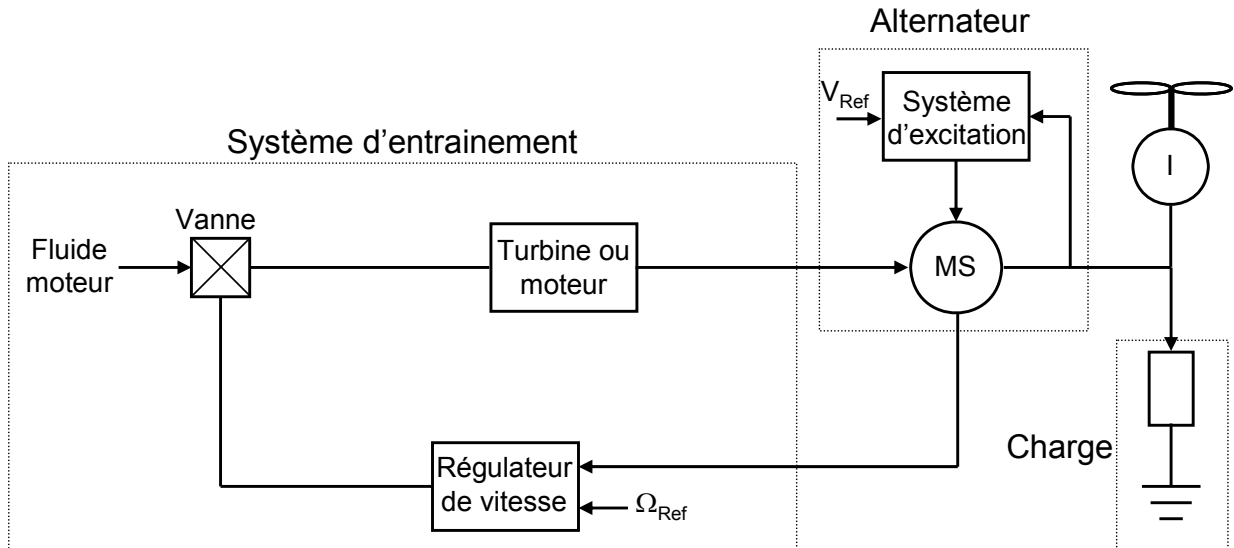


Figure 4.1 : Principales éléments intervenant du réseau étudié

4.2.1 Systèmes d'entraînement classiques

Les caractéristiques dynamiques des sources de production est l'un des principaux facteurs qui détermine la dynamique de l'ensemble du réseau. Ces caractéristiques déterminent la vitesse avec laquelle les réserves de puissance sont libérées pour répondre à une perturbation dans le réseau (déséquilibre de production – consommation). La rapidité de cette réponse dépend principalement d'une part du régulateur de vitesse qui commande les organes d'injection (d'admission) du moteur (de la turbine), et d'autre part du process physique proprement dit.

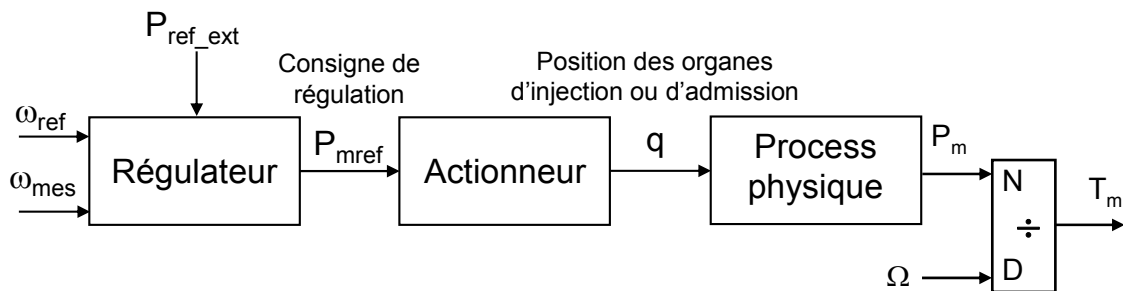


Figure 4.2 : Modèle générique du système d'entraînement

Le principe de contrôle est similaire pour des turbines liées à différents types de réseau : hydraulique, à vapeur et à gaz. Nous présenterons ici, de manière générale, un système d'entraînement et la commande d'un groupe diesel et d'une turbine à vapeur (cf. Figure 4.2).

Le système de régulation délivre une consigne de puissance P_{mref} qui va déterminer, via l'actionneur, le débit de combustible q . Celui-ci est ensuite convertit en puissance mécanique P_m par le process physique.

4.2.1.1 Description du modèle des groupes diesel

Les groupes diesel disposent d'un excellent comportement dynamique. Nous allons analyser ici un modèle de groupe diesel d'une puissance nominale de 20,9 MW et une inertie égale à 2,08 MW s/MVA. Cette taille correspond à un groupe diesel typique dans les réseaux insulaires. Les bases de ce modèle ont été présentés par Roy [Roy, et al., 1993].

La Figure 4.3 présente la modélisation du groupe diesel lorsque celui-ci participe au réglage primaire de fréquence (action proportionnelle du réglage de vitesse). La loi de régulation est donc :

$$P_{mref} = P_{ref_ext} + \frac{\Delta\Omega_T}{\delta} \quad (4-1)$$

Nous n'allons pas représenter le réglage secondaire de fréquence car nous rappelons que notre intérêt est d'étudier le comportement en régime transitoire.

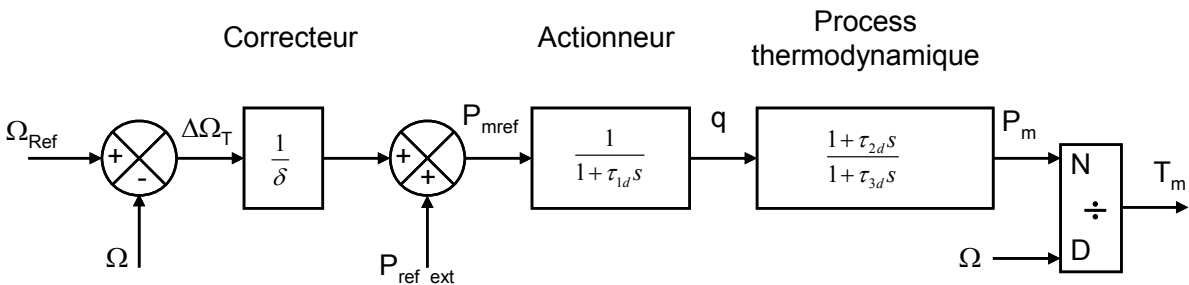


Figure 4.3 : Modélisation du groupe diesel participant au réglage primaire de fréquence

Où : P_{ref_ext} : Puissance de référence extérieure [p.u.]

Ω_{Ref} : Vitesse de référence [p.u.]

Ω : Vitesse de la machine [p.u.]

$\Delta\Omega_T$: Déviation de la vitesse de rotation de la machine [p.u.]

δ : Pente de la droite de statisme

τ_{1d} : Constante de temps de l'actionneur [s]

τ_{2d}, τ_{3d} : Constante de temps du process thermodynamique [s]

q : Débit de combustible [p.u.]

δ	τ_{1d} [s]	τ_{2d} [s]	τ_{3d} [s]
0,04	0,09	5,56	7,52

Tableau 4.1 : Paramètres du groupe diesel

Le modèle est représenté en « per unit ». Dans ces conditions, nous considérons que les différents gains statiques des fonctions de transfert sont unitaires. Nous prenons comme grandeurs de base, la puissance et la vitesse nominale du moteur. Le modèle du process thermodynamique et de l'actionneur de commande de débit des pompes d'injection ont été obtenus par des techniques d'identification à partir de signaux enregistrés par la Direction Technique Générale d'EDF (DTG). Le process thermodynamique est identifiée comme étant une fonction avance/retard. L'actionneur est équivalent à une fonction du 1^{er} ordre.

4.2.1.2 Description du modèle des groupes thermiques

Le comportement des turbines à vapeur est fondamentalement différent de celui des groupes diesel. En effet, la vapeur nécessaire pour faire fonctionner la turbine est générée grâce à des échangeurs qui récupèrent la chaleur de la chaudière et la transmettent à une colonne d'eau contenue dans un ballon où la vapeur est produite. Dans ce cas, les constantes de temps liées au transfert d'énergie au circuit eau-vapeur sont élevées. Par conséquent, suite à une variation de la combustion dans la chaudière, la variation correspondante du circuit eau-vapeur sera atteinte seulement après plusieurs secondes voir plusieurs minutes. La réserve primaire de puissance disponible sera donc entièrement conditionnée par l'énergie calorifique stockée dans le ballon.

Suite à une chute de fréquence, les turbines à vapeurs peuvent libérer rapidement une quantité d'énergie donnée pour aider à maintenir la fréquence. Cette énergie correspond principalement à l'énergie thermique stockée dans l'eau et dans les parties métalliques permettant ainsi de dégager une quantité de vapeur additionnelle et par la suite une puissance plus importante.

La valeur de puissance sera conservée si la pression du vapeur est conservée dans le système. Autrement, une action de réglage fermera les vannes de façon à restaurer la pression, ce qui provoquera une réduction de la puissance générée.

Ici nous allons représenter le modèle d'une turbine à vapeur de 32 MW et une inertie de 3,36 MW s/MVA qui fonctionne à partir d'un mélange de charbon et bagasse. Ce modèle a été obtenu également par la DTG par l'intermédiaire des techniques d'identification. Nous montrons dans la Figure 4.4 la modélisation du groupe thermique.

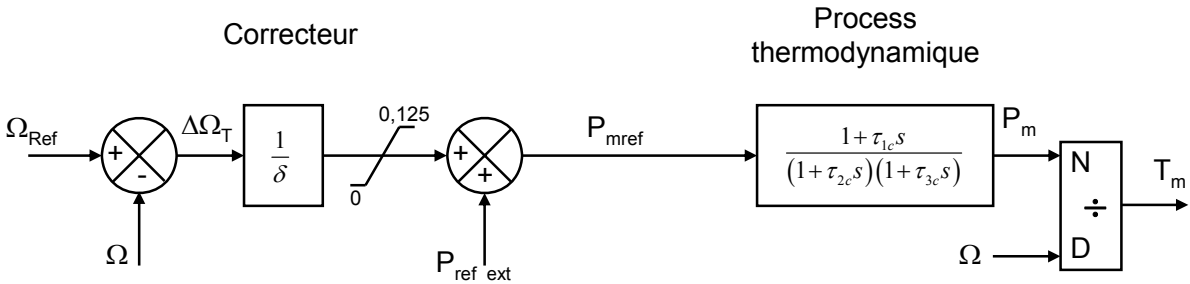


Figure 4.4 : Modélisation du groupe thermique participant au réglage primaire de fréquence

δ	τ_{1c} [s]	τ_{2c} [s]	τ_{3c} [s]
0,04	51	44	0,18

Tableau 4.2 : Paramètres de la turbine à vapeur

Ce modèle est représenté également en « per unit ». Comme précédemment, nous considérons que le groupe participe à la régulation primaire. La réserve primaire de puissance pouvant être libérée par la turbine à vapeur modélisée, lors d'une variation de fréquence, est limitée à 0,125 p.u. afin de limiter les chutes de pression (information donnée par l'exploitant d'une centrale comptant ce type de turbine). La constante de temps τ_{3c} du process peut être interprétée comme la constante de temps de la détente de vapeur. Les deux autres constantes de temps (τ_{1c} et τ_{2c}) représentent un phénomène de dynamique lente représentant la diminution lente de la puissance mécanique observée lors des essais.

4.2.2 Alternateurs et système d'excitation

L'alternateur et le système d'excitation ont trois fonctions primordiales à l'intérieur d'un réseau électrique : transformer la puissance mécanique transmise par le système d'entraînement en puissance électrique, contrôler la puissance réactive échangée avec le réseau, ceci ayant une incidence sur la tension au nœud de connexion de l'alternateur et contrôler la puissance active injectée au réseau de façon à conserver une fréquence donnée. La Figure 4.5 expose le diagramme de ces deux éléments.

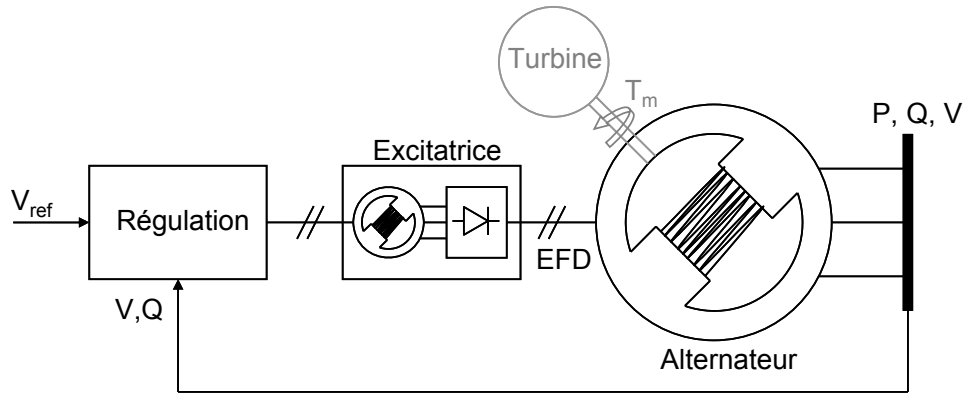


Figure 4.5 : Diagramme de l'alternateur et du système d'excitation

4.2.2.1 Description du modèle de l'alternateur

L'alternateur est le responsable de la transformation de la puissance mécanique en puissance électrique. Nous avons utilisé le modèle classique de l'alternateur largement répandu dans la littérature [Anderson et Fouad, 2003], [Kundur, 1994]. Nous n'allons donc pas l'étudier dans ce document. La puissance nominale des machines que nous allons utiliser est de 28,5 MVA pour les diesels et 35,5 MVA pour le charbon-bagasse. La tension nominale est de 5,5 kV et 11 kV respectivement. Nous avons pris en compte un modèle sans saturation. Tous les paramètres des machines sont donnés dans l'annexe 3.

4.2.2.2 Description du modèle du système d'excitation

La principale fonction du système d'excitation est de fournir le courant nécessaire à l'enroulement de champ de l'alternateur pour le magnétiser et rendre possible la conversion d'énergie. Il permet également de contrôler la puissance réactive produite par l'alternateur. Le comportement dynamique de l'alternateur dépendra donc de celui du système d'excitation principalement. Les caractéristiques dynamiques du système d'excitation sont par conséquent un facteur très important dans le comportement du réseau.

Nous présentons dans la Figure 4.6 un schéma-bloc d'un système d'excitation complet [IEEE, 2005], [Kundur, 1994].

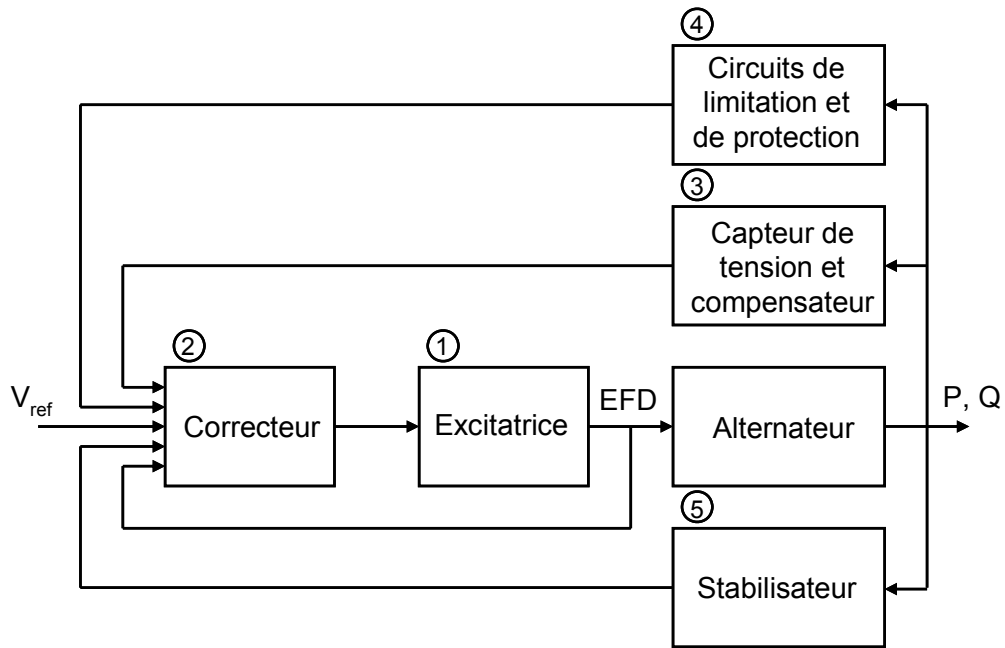


Figure 4.6 : Système d'excitation des alternateurs

Par la suite nous allons présenter les principales parties d'un système d'excitation :

- 1) Excitatrice : Son rôle est de fournir le courant du champ à l'alternateur en fonction d'un signal de commande donné par le correcteur. Ils existent plusieurs types d'excitatrice qui peuvent être classifiés en trois catégories
 - a. Excitatrice du type DC : utilise un générateur à courant continu avec un collecteur comme source de puissance pour fournir le courant nécessaire à l'enroulement du camp de l'alternateur ;
 - b. Excitatrice du type AC : utilise un alternateur et redresseurs pour produire le courant continu dont a besoin l'enroulement du camp de l'alternateur ;
 - c. Excitatrice du type ST : la puissance d'excitation est produite grâce à l'utilisation d'éléments statiques du type transformateurs et redresseurs.

- 2) Correcteur : Le correcteur compare les signaux de contrôle en prenant compte des limitations du système. Puis, il amplifie et corrige la tension de champ à une amplitude appropriée pour que la tension dans les bornes de l'alternateur satisfasse les équations en régime permanent de la boucle de régulation. Un signal de contrôle additionnel est pris en compte dans le cas où le système d'excitation compte un compensateur.

- 3) Capteur de tension et compensateur : Le capteur de tension prend en compte la dynamique de la mesure de tension alternative, du redresseur et du filtrage de la tension continue. Cette valeur de tension est ensuite comparée avec la tension de consigne et envoyée au correcteur. Une compensation peut être utilisée également dans le cas où l'on souhaite contrôler la tension dans un point autre que les bornes de l'alternateur.

- 4) Circuits de limitation ou de protection : Les systèmes d'excitation comportent plusieurs limitations ou protections en fonction du type d'excitatrice utilisée. Les principales limitations sont :
 - a. La limitation de sous-excitation qui a pour rôle de prévenir les possibles réductions du courant d'excitation en dessous des limites minimales risquant de conduire à la perte de synchronisme ;
 - b. La limitation de surexcitation protège l'alternateur contre des possibles réchauffements à cause d'une surintensité prolongée de l'enroulement du champ. Nous remarquons que cette limitation permet un dépassement transitoire du courant d'excitation.

- 5) Stabilisateur : Il est employé pour améliorer les caractéristiques dynamiques du système d'excitation et réduire les possibles oscillations dans l'alternateur. Pour cela, il utilise des signaux comme la vitesse de l'arbre, la fréquence et la puissance.

De même que pour les groupes de production, les grandeurs du système d'excitation sont exprimées en p.u. Plusieurs possibilités normalisées existent pour faire la conversion entre le per unitage de l'excitation et le per unitage de l'alternateur.

- Convention à vide : 1 p.u. est la tension nécessaire dans l'excitation pour avoir la tension nominale dans les bornes de l'alternateur avec un fonctionnement à vide ;
- Convention à plein charge : 1 p.u. est la tension nécessaire dans l'excitation pour avoir la tension nominale dans les bornes de l'alternateur en prenant en compte un fonctionnement à puissance nominale.

On a vu que le modèle du système d'excitation est complexe. Nous rappelons que notre intérêt dans ce chapitre est d'étudier le comportement dynamique de la fréquence. C'est pourquoi, nous allons implémenter un modèle simplifié car les limitations du système

Les charges, dans un réseau électrique, peuvent être divisées en deux catégories : charges statiques et charges dynamiques [Shaffer, et al., 1997], [Romero, 2005].

La charge statique représente la partie de la charge équivalente qui varie instantanément en fonction de la fréquence et la tension et qui peut donc être représentée à partir des équations algébriques. Dans notre cas, le modèle de charge statique que nous allons prendre en compte est sensible à la tension et à la fréquence. Ce type de charge peut être représenté par les équations algébriques suivantes.

$$P_i(t) = (P_0) \left(\frac{|U|}{|U_0|} \right)^\alpha \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^\gamma \quad (4-2)$$

$$Q_i(t) = (Q_0) \left(\frac{|U|}{|U_0|} \right)^\beta \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right)^\delta \quad (4-3)$$

Les coefficients de la charge statique α , γ , β , et δ dépendent de la charge analysée. Ils varient constamment en fonction du période de la journée ou de l'année [Karisson et Hill, 1994], [Concordia et Ihara, 1982].

La charge dynamique représente la partie de la charge qui varie également en fonction du temps. Traditionnellement, cette partie est composée des moteurs. Cependant, avec l'inclusion des composants électroniques dans les appareils, la charge dynamique devient de plus en plus importante et complexe.

Dans ce chapitre, nous allons considérer une charge purement résistive. L'influence de la dynamique de la charge sera analysée dans le chapitre 6.

4.2.4 Description du modèle de production décentralisée

Le modèle utilisé pour faire la liaison de la production décentralisée avec le réseau est un simple injecteur dynamique de puissance (P , Q). La liaison du modèle du modèle éolien à l'injecteur a pour effet de générer une injection de puissance supplémentaire dans le nœud où l'injecteur est raccordé. Les valeurs de puissance active et réactive injectées dans le réseau correspondent à celles définies dans le chapitre précédent.

4.3 Etudes dynamiques sur l'intégration de la production éolienne dans un réseau faible

Nous analyserons le comportement dynamique d'un réseau faible face à une variation de charge importante en prenant en compte les modèles décrits ci-dessus et ceux de la production éolienne et sa commande qui ont été présentés dans le chapitre précédent. L'influence des transformateurs et des lignes dans la dynamique ne sera pas prise en compte. Nous soulignons que, par hypothèse, les charges sont équilibrées sur les 3 phases.

4.3.1 Définition des scénarii de référence

L'objectif ici est de comparer plusieurs stratégies de commande de la production éolienne afin de montrer ses principaux avantages et inconvénients. Pour cela, nous allons prendre en compte d'abord deux scénarii de référence : un scénario sans production éolienne que nous allons appeler par la suite *scénario de référence 1* (figure 4(a)) et un scénario avec production éolienne qui ne participe pas à la régulation primaire de fréquence que nous allons appeler par la suite *scénario de référence 2* (figure 4(b)). Ensuite, nous comparons ces 2 scénarii de référence avec le cas où l'éolienne participe au réglage de la fréquence.

Les configurations que nous allons étudier sont les deux scénarii de référence définis sur Figure 4.8.

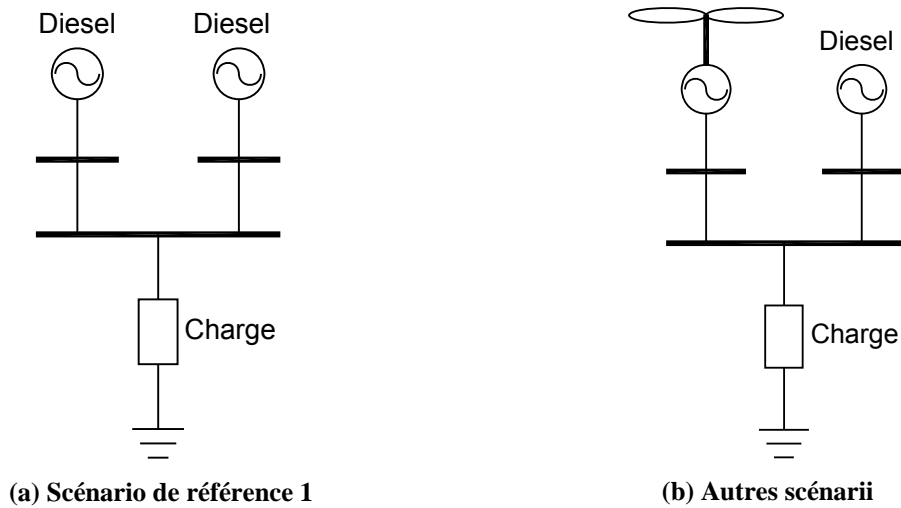


Figure 4.8 : Modèle des réseaux analysés

Toutes les valeurs seront présentées en p.u. Nous utilisons une puissance de base identique pour tout le réseau afin de rendre l'analyse plus simple. Cette valeur de base est égale à la puissance nominale du groupe diesel (20,9 MW). Nous considérons que la puissance nominale du parc éolien est similaire à celle du groupe diesel afin de faciliter l'analyse.

L'événement analysé est une variation instantanée de charge. Nous allons considérer que les conditions de fonctionnement avant l'occurrence de l'événement sont les suivantes :

- La consommation du réseau est égale à 1 p.u. (20,9 MW) ;
- La production est répartie également sur les groupes de production ;
- Le statisme des groupes de production classique est de 4% ;
- La réserve disponible est de 0,5 p.u. par groupes de production soit 1 p.u. en totalité.

A 20 s, il se produit une variation de charge égale à 0,4 p.u. Un tel événement est improbable de se produire dans la réalité. Cependant, il se rapproche aux conséquences produites par la perte d'un groupe de production dans un réseau réel.

La Figure 4.9 présente le comportement dynamique de la fréquence du réseau pour les scénarii de référence.

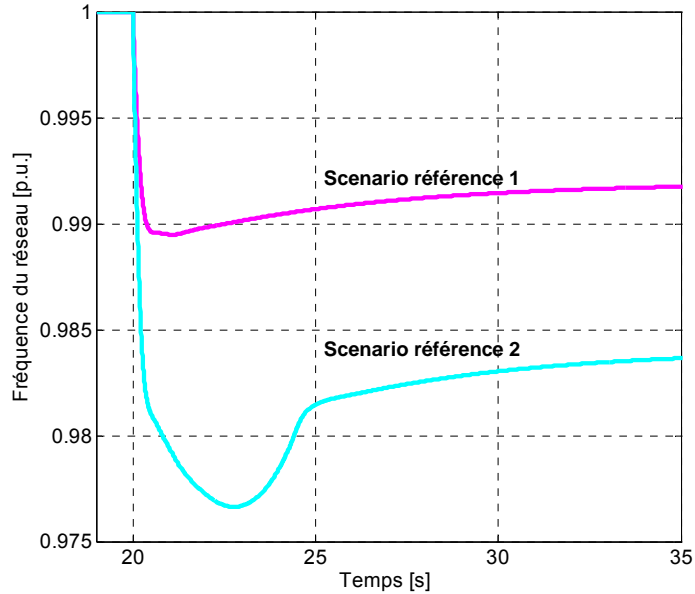


Figure 4.9 : Fréquence du réseau pour les scénarii de référence

On voit que la fréquence atteinte une valeur minimale égale à 0,989 p.u. (49,45 Hz) 1 s après la variation de charge pour le scénario de référence 1. On observe également que le nouveau régime permanent de fréquence est égal à 0,992 p.u. (49,6 Hz). Il y a donc une perte de 400 mHz.

Dans le scénario de référence 2, seul le groupe diesel participe au réglage de la fréquence, on observe donc des variations plus importante :

- Minimum de fréquence 0,9766 p.u. (48,83 Hz) 2,8 s après l'occurrence de l'événement
- Nouveau régime permanent de fréquence est égal à 0,984 p.u. (49,2 Hz). Il y a, dans ce cas, une perte de 800 mHz.

Le régime permanent de fréquence dans le scénario de référence 2 atteint des valeurs plus faible par rapport au scénario de référence 1 car l'énergie réglante du réseau a été divisée par deux à cause de la non participation des éoliennes à la régulation primaire de fréquence. La vérification de ces valeurs peut être réalisée facilement par l'intermédiaire de l'équation (4-4). Cette équation est obtenue à partir de la définition d'énergie réglante et de la pente de statisme présentés dans le chapitre 2 (cf. paragraphe 2.31.1)

$$\Delta f = \frac{P_{bas}}{K \cdot f_n} (\Delta P) \quad (4-4)$$

Où : ΔP : Déviation de la puissance
 Δf : Déviation de la fréquence
 f_n : fréquence nominale du réseau [Hz]
 P_{bas} : Puissance de base [MVA]
 K : Energie réglante du réseau [MW/Hz]

4.3.2 Influence des différents types de commande de l'éolienne sur le comportement dynamique du réseau

Nous supposons maintenant que l'éolienne participe au réglage de la fréquence avec un statisme de 4%. Le scénario étudié est identique au précédent : augmentation de 40% de la charge sur le réseau. Nous considérons que les puissances sont réparties de manière identique sur le groupe diesel et l'éolienne avant l'événement.

Comme nous l'avons présenté au paragraphe 3.3 du chapitre 3, nous distinguons 2 types de contrôle du parc éolien utilisé :

- Contrôle de la puissance par action sur β ;
- Contrôle de la puissance par action sur le couple électromagnétique.

Nous allons étudier l'incidence du choix de la commande sur le comportement dynamique du réseau d'une part et aussi sur les sollicitations observées sur le processus éolien d'autre part.

Dans la Figure 4.10 nous montrons le comportement dynamique de la fréquence des scénarii de référence (en traits gris) avec ceux obtenus en fonction de la stratégie de commande éolienne utilisée.

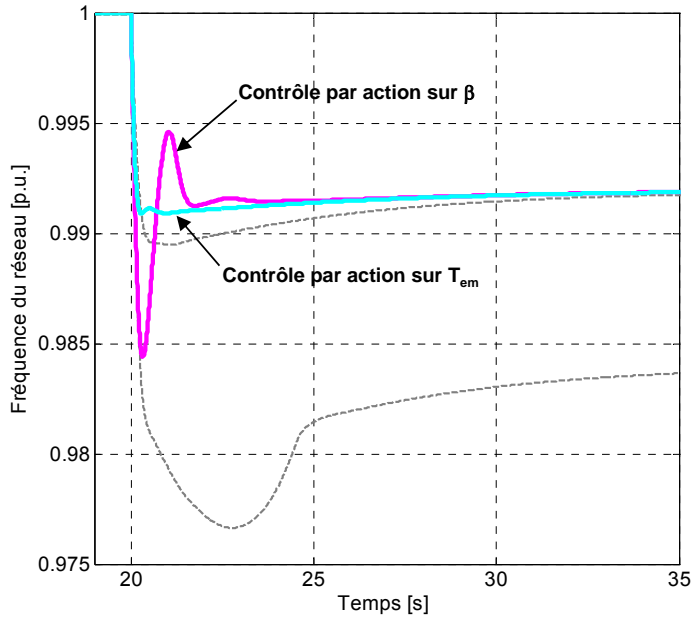


Figure 4.10 : Fréquence du réseau en fonction de la commande éolienne implémentée

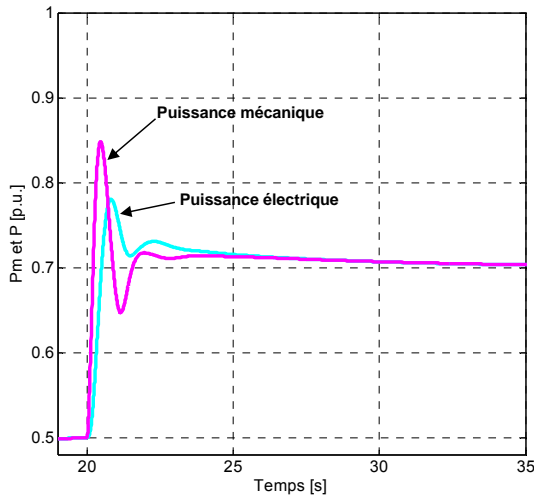
	Creux de fréquence		Régime permanent [p.u./Hz]
	Fréquence [p.u./Hz]	Temps [s]	
Scénario de référence 1	0,989 / 49,45	1	0,992 / 49,6
Scénario de référence 2	0,9766 / 48,83	2,8	0,984 / 49,2
Contrôle par action sur T_{em}	0,9909 / 49,55	0,29	0,992
Contrôle par action sur β	0,9844 / 49,22	0,3	0,992

Tableau 4.4 : Synthèse des résultats

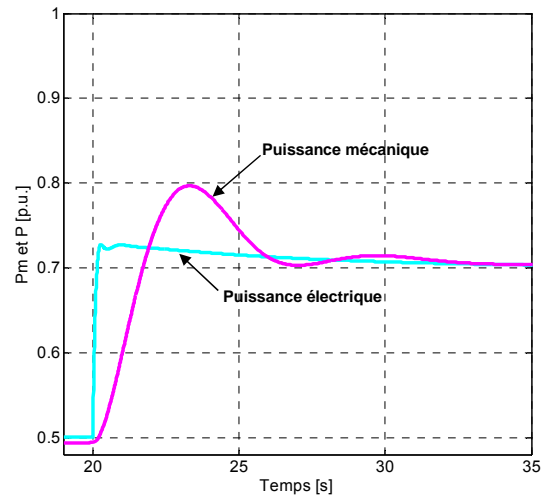
On constate tout d’abord que le régime permanent atteint dans tous les cas 0,992 p.u. ce qui est tout à fait normal du fait que l’énergie réglante du réseau est similaire à celle du premier scénario de référence (même statisme et même puissance nominale).

Le comportement dynamique d’ensemble montre un comportement du système proche voir même meilleur que le scénario de référence 1 comportant les 2 machines synchrones. On distingue cependant les 2 cas de figure pour les commandes des éoliennes. Le creux de fréquence est plus important avec la commande par action sur l’angle de calage ce qui s’explique par le fait que l’actionneur de réglage de l’angle des pales est plus lent que l’actionneur de réglage du couple électromagnétique.

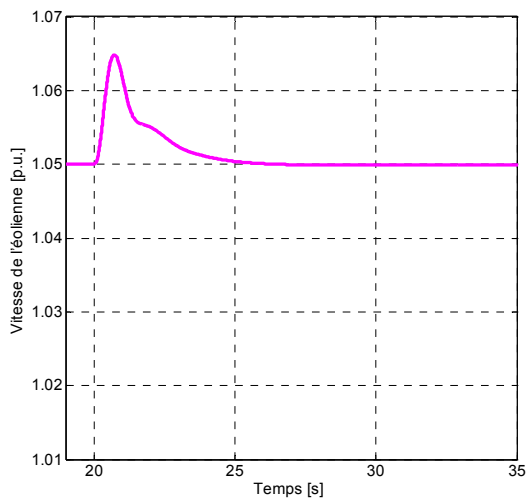
Ceci est mis en évidence sur la Figure 4.11 qui montre la vitesse et la puissance de l'éolienne en fonction de la stratégie de contrôle implémentée.



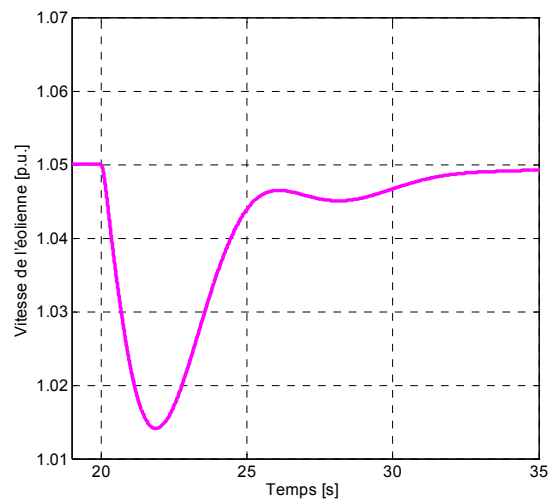
(a) Puissance contrôle par action sur β



(b) Puissance contrôle par action sur T_{em}



(c) Vitesse contrôle par action sur β



(d) Vitesse contrôle par action sur T_{em}

Figure 4.11 : Puissance et vitesse de l'éolienne en fonction de la commande implémentée

La comparaison entre la Figure 4.11 (a) et la Figure 4.11 (b) montre que la puissance électrique est libérée plus rapidement dans la commande par action sur le couple du fait de la rapidité de l'actionneur mais aussi de part le principe de fonctionnement de la commande : dans la commande par action sur les pales, on agit directement sur la puissance mécanique, c'est la régulation de vitesse qui ajuste la puissance électrique pour rétablir l'équilibre. Dans la régulation par action sur le couple c'est le contraire.

Ceci se traduit par une évolution inverse de la vitesse suite (Figure 4.11 c et d) suite au changement de point de fonctionnement.

4.3.3 Ajout d'un effet inertiel

Dans la suite de ce chapitre, nous n'utiliserons plus que la commande par action sur le couple électromagnétique. De manière à améliorer encore le comportement dynamique du système, on peut envisager d'ajouter un effet inertiel sur la commande de l'éolienne de manière à s'approcher du comportement de la machine synchrone. Etant donné que la vitesse de l'éolienne est complétement découplée de la fréquence du réseau, cet effet inertiel n'a rien de naturel et ne peut être reconstitué que par la commande. Dans le paragraphe 3.7 nous présentons la méthode pour implémenter cet apport.

La Figure 4.12 montre les résultats lors qu'on fait cet ajustement.

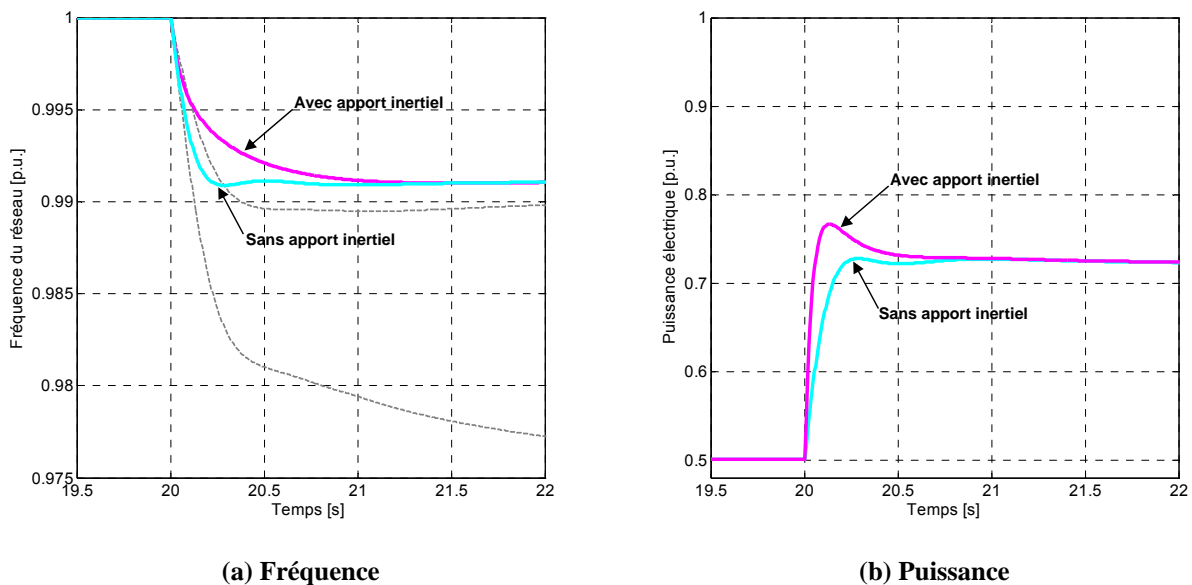


Figure 4.12 : Scénario avec apport inertiel en fonction de la vitesse de variation de la fréquence

On voit dans ce cas de figure, que l'amélioration des caractéristiques dynamiques du réseau sont légères et de toute façon seront limitées par la limitation que l'on doit imposer sur la vitesse de variation de la puissance (dP/dt). En effet, celle-ci est passée de 1,8 p.u./s pour le modèle sans apport inertiel à 5,5 p.u./s dans le cas où l'apport inertiel est pris en compte. Dans le premier cas, les caractéristiques dynamique de dP/dt étaient déjà très importantes. Nous soulignons que ces taux de variation ne sont pas admissibles par les composants

mécaniques des éoliennes. Par conséquent, nous allons analyser par la suite le comportement du réseau en fonction de différentes variations de puissance admissible.

4.3.4 Analyse du scénario d'étude en prenant en compte les limites de dP/dt

La pente de puissance dP/dt est limitée en fonction de chaque constructeur d'éolienne. En effet, une valeur de dP/dt élevée conduit à avoir des efforts mécaniques importants. On peut observer par exemple que d'après General Electric ses éoliennes peuvent tenir à de variations dP/dt inférieures à 0,45 p.u./s [Miller, et al., 2003]. Ces valeurs sont largement dépassées dans les simulations que nous avons réalisées précédemment. Nous allons analyser le comportement dynamique pour la même variation de charge et en prenant en compte un dP/dt maximale à 0,2 p.u./s et à 0,4 p.u./s.

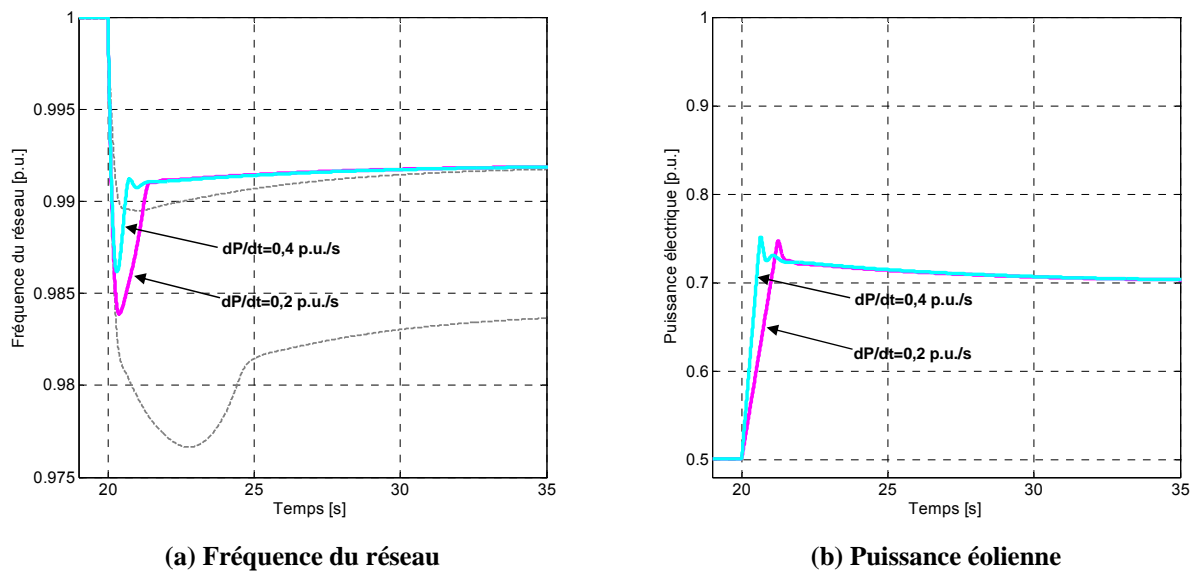


Figure 4.13 : Scénario avec limitation de dP/dt

On observe que les creux de fréquence dans ce cas sont plus importants par rapport au scénario de référence 1. Ils valent 0,9839 p.u. (49,2 Hz) pour $dP/dt = 0,2$ p.u./s ou 0,9862 p.u. (49,3 Hz) dans le cas où $dP/dt = 0,4$ p.u./s. On voit donc que le creux de fréquence augmente avec la réduction de dP/dt . Cela est complètement normal du fait que la puissance est libérée plus lentement avec la réduction de dP/dt .

Ces résultats nous permettent d'affirmer que le comportement dynamique en fréquence du réseau en présence de production éolienne peut avoir un comportement proche de celui que l'on obtient avec des groupes de production conventionnels en fonction de la stratégie de commande éolienne utilisée.

4.3.5 Analyse du réseau en fonction du type de production conventionnelle

Nous nous intéressons dans cette partie à l'analyse de la dynamique d'un réseau avec production éolienne en fonction du type de production conventionnelle utilisée. Pour cela, nous allons comparer les résultats obtenus dans le scénario précédent (celui avec une limitation $dP/dt=0,4$ p.u./s) au cas où la production conventionnelle est réalisée par une turbine à vapeur.

Deux variantes seront envisagées :

- Prise en compte de limitation de puissance dans la régulation primaire de fréquence
- Pas de prise en compte de la limitation de puissance

La configuration du nouveau réseau simulé est identique à celle de la Figure 4.8 (b) avec une modification du système d'entraînement diesel par une turbine à vapeur. La nouvelle puissance de base est égale à la puissance nominale de la turbine à vapeur (32 MW). Le parc éolien est de même puissance de la turbine à vapeur.

L'événement analysé sera également une variation instantanée de charge de 0,4 p.u à 20 s (12,8 MW dans ce cas). Les conditions de fonctionnement avant l'occurrence de l'événement sont similaires en p.u. à celle des simulations précédentes :

- La consommation du réseau est égale à 1 p.u. (32 MW) ;
- La production est répartie également sur les groupes de production ;
- Le statisme des tous les groupes de production est de 4% ;
- La puissance disponible par les groupes de production est de 1 p.u.

Le comportement de la fréquence est présenté dans la Figure 4.14.

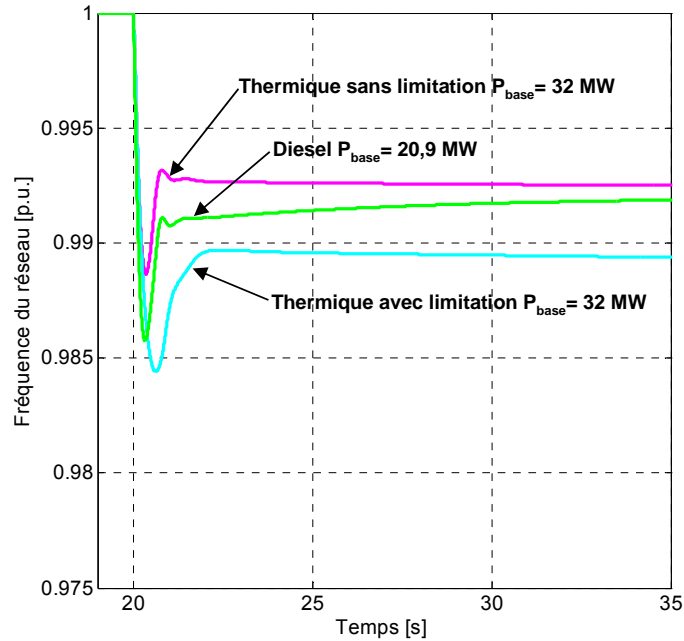


Figure 4.14 : Fréquence du réseau en fonction de la production conventionnelle

On observe un creux de fréquence moins important, qui vaut 0,9886 p.u. (49,4 Hz), lorsque la puissance de la turbine à vapeur n'est pas limitée. Cela est normal du fait que les caractéristiques dynamiques de la turbine à vapeur et du groupe diesel sont similaires et que l'inertie de la turbine à vapeur est plus importante que celle du groupe diesel (2,08 MW s/MVA et 3,36 MW s/MVA respectivement). On constate aussi un temps de stabilisation de la fréquence beaucoup plus lent dans le cas de la turbine à vapeur par rapport au cas de l'utilisation d'un groupe diesel.

Lorsque la variation de puissance de la turbine à vapeur est limitée (0,125 pu) le creux de fréquence atteint une valeur de 0,9844 p.u. (49,2 Hz). Compte tenu de l'échelon de charge imposé, la turbine arrive à saturation et la fréquence se stabilise donc à une fréquence plus faible : 0,9858 p.u. (49,3 Hz).

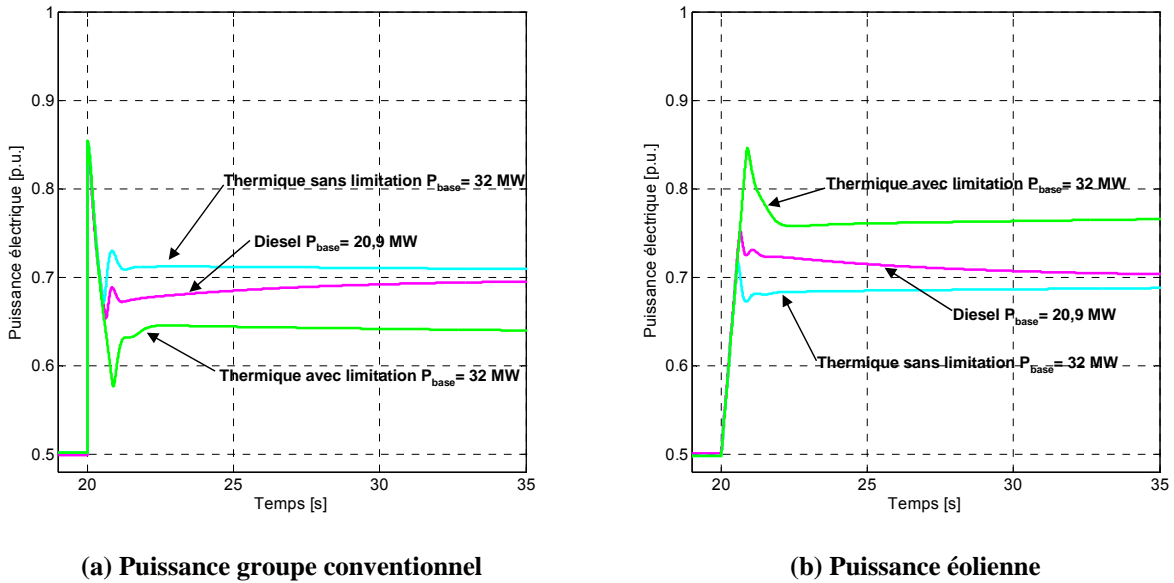


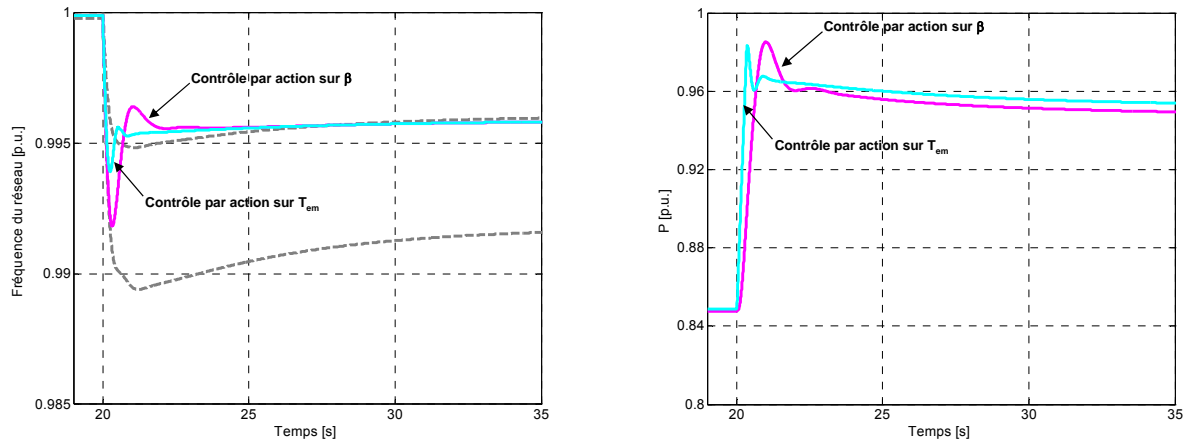
Figure 4.15 : Analyses de l'influence de la production conventionnelle

Dans la partie (a) de la Figure 4.15, on constate que la puissance produite par le groupe thermique atteint la saturation dans le cas où la puissance est limitée. Dans ce cas, l'énergie réglante devient nulle. Ce fait explique la valeur plus faible de fréquence du nouveau régime permanent. On peut confirmer également dans la même figure que le phénomène de dynamique lente de la turbine à vapeur qui produit une diminution lente de la puissance afin d'augmenter la pression de la vapeur dans la turbine. Pour finir, on observe dans la partie (b) de la Figure 4.15 le comportement de la production éolienne. On remarque le fait que l'éolienne aide à limiter d'une façon très importante les variations de fréquence lorsque la puissance de la turbine à vapeur est limitée.

4.3.6 Etude de l'influence de la réserve éolienne sur le comportement dynamique du réseau

Par souci de symétrie, nous avons envisagé précédemment un scénario où le groupe conventionnel et l'éolienne participent de manière équilibrée au réglage de la fréquence. Ceci nous a amené à envisager un cas de figure peu probable pour l'éolienne puisque elle a une réserve de puissance de 50%. Nous allons maintenant nous placer dans le cas où l'on maintient une réserve de 15% et évaluer l'influence des différents paramètres de réglage de la commande (statisme, effet inertiel) sur le comportement dynamique du réseau. La valeur de la charge dans ce cas sera de 1,3 p.u. et la variation sera de 0,2 p.u. afin d'éviter la

saturation de la production qui incorporent une non linéarité additionnelle. Dans cette scénario dP/dt sera limité à 0,4 p.u./s.



(a) Fréquence du réseau

(b) Puissance éolienne

Figure 4.16 : Scénario avec contrôle beta et limitation de $dP/dt = 0,4$ p.u./s

Nous ne constatons pas de différence significative dans le comportement dynamique de l'éolienne au scénario du paragraphe 4.3.4. Ici, le creux de fréquence et le nouveau régime permanent sont moins profonds du fait que la variation de charge est plus faible.

4.4 Transcription des modèles sur EUROSTAG

Toutes les simulations jusqu'ici ont pu être réalisées sur Matlab SimulinkTM grâce à la simplicité des modèles et d'événements analysés. Cependant, on arrive rapidement aux limitations de cet outil de simulation.

4.4.1 Comparaison des modélisations

Pour une analyse correcte des réseaux électriques et ses phénomènes, il est nécessaire de choisir des outils de simulation adaptés. Nous avons travaillé avec le logiciel EUROSTAG. Ce logiciel de simulation dynamique des réseaux électriques couvre toute la gamme des phénomènes électriques depuis la stabilité transitoire jusqu'à la dynamique lente sans rupture de modélisation grâce à un algorithme à pas de temps variable, et ce pour les phénomènes équilibrés ou déséquilibrés. En plus, EUROSTAG offre des modèles pour tous les éléments nécessaires pour représenter correctement un réseau ainsi qu'une large librairie de modèles standards de régulations et autres équipements. Pour finir, tout modèle peut être par ailleurs

créé en utilisant un éditeur de modèles. C'est cette fonctionnalité que nous avons utilisée pour créer le modèle d'éoliennes identiques à ceux développés sous Simulink.

Les résultats présentés en Figure 4.17 correspondent au cas traité au paragraphe 4.3.4 sont en tous points similaires à ceux de la Figure 4.13 ce qui valide la démarche entreprise.

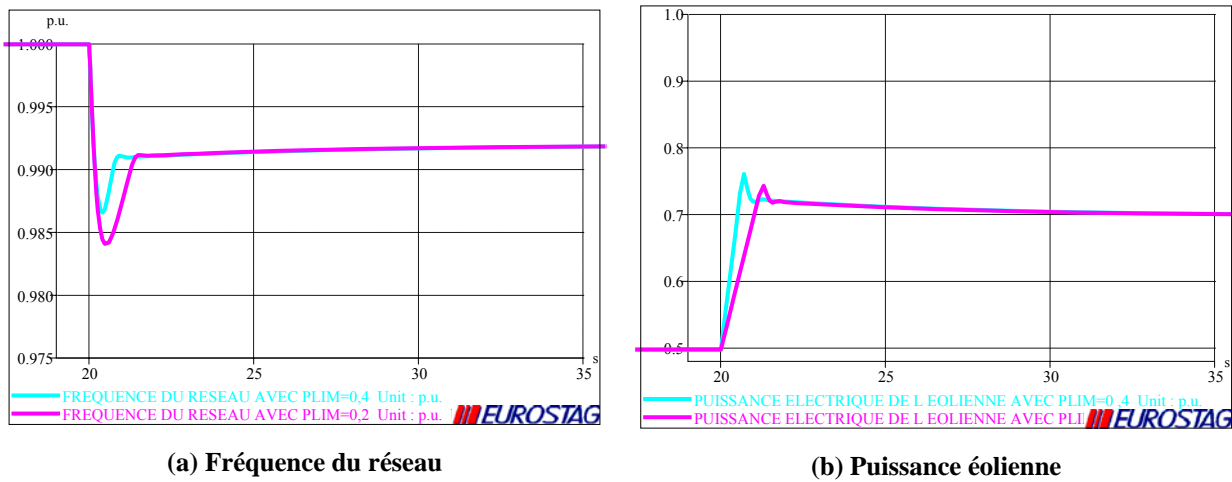


Figure 4.17 : Scénario avec limitation de dP/dt

4.4.2 Initialisation du modèle

Il faut cependant ajouter un point très important concernant l'initialisation du modèle de simulation. En effet, il est indispensable, lorsque l'on souhaite faire des simulations de grands réseaux, de partir en régime permanent. Cette fonctionnalité, proposée classiquement sous EUROSTAG doit être adaptée au cas de l'éolienne participant au réglage de la fréquence.

Comme il a été mentionné au paragraphe 4.2.4, le modèle de l'éolienne choisie ici est de type P,Q. Ceci suppose, au moment de l'initialisation de lui imposer un niveau de puissance active et réactive. En ce qui concerne la puissance réactive, nous avons supposé que celle-ci était nulle. Le cas de la puissance active est plus complexe à analyser. Supposons, dans un premier temps que l'éolienne produise le maximum de puissance. On définit un niveau de puissance que celle-ci doit fournir. Il faut alors distinguer 3 cas de figure suivant la valeur de ce niveau.

- $P = 1$, on peut alors imposer une vitesse de vent $v_v = v_c$ (cf. figure 3.5)
- $P_B < P < 1$: Il faut alors recalculer la vitesse de v_v qui permette d'obtenir la puissance souhaité à partir de l'équation non linéaire :

$$P = \frac{1}{2} \rho S c_p(\lambda) v_v^3 \text{ avec } \lambda = \frac{\omega_{nom} R}{v_v}$$

- $P_A < P < P_B$ $P = \frac{1}{2} \rho S c_{popt} v_v^3$

Remarque : On peut aussi, pour cette initialisation utiliser la caractéristique $P(v_v)$ fournie par le constructeur.

Les choses se compliquent si l'on suppose maintenant que l'éolienne n'est plus à la puissance optimale. Dans ce cas, le niveau de puissance n'est plus suffisant pour permettre l'initialisation du modèle. Il est alors indispensable que l'utilisateur fournisse la vitesse du vent qui conditionne la puissance maximale que peut produire l'éolienne.

On doit alors résoudre l'équation non linéaire suivante :

$$P = \frac{1}{2} \rho S c_p\left(\frac{\omega R}{v}, \beta\right) v_v^3$$

On connaît P et v_v , il faut trouver Ω et β :

On peut chercher à résoudre l'équation en supposant $\Omega = \Omega_{nom}$.

Si l'on trouve ne trouve pas de valeur de β valable, on force alors l'angle β à 0 et on cherche la valeur de la vitesse de rotation Ω qui satisfait l'équation de puissance.

4.5 Conclusions

Ce chapitre nous a permis d'évaluer les stratégies de commande implémentées dans le chapitre 3. Nous avons étudié de manière systématique l'influence du choix et du paramétrage de la commande sur le comportement dynamique d'un réseau. La simplicité du réseau étudié nous a permis de justifier physiquement les résultats trouvés.

Nous avons constaté l'importance de la participation de la production éolienne au réglage de la fréquence pour conserver le bon comportement dynamique du réseau. Nous avons observé dans ce cas que le comportement en fréquence est correct. La comparaison des résultats obtenus avec deux machines synchrones et une machine synchrone avec une éolienne participant au réglage de la fréquence fait apparaître un comportement dynamique

semblable. Nous avons montré l'importance de la dérivée de puissance de l'éolienne sur le comportement dynamique du réseau.

Les modèles ont été réalisés d'abord sur Matlab SimulinkTM. Puis, ils ont été validés sur EUROSTAG. Les conclusions de cette étude vont maintenant pouvoir être étendues au cas de figure du réseau de Guadeloupe.

Chapitre 5

Etude de la pénétration de la production éolienne dans le réseau du Mont-Dore

5.1 Introduction

Ce chapitre présente les résultats d'une étude réalisée en début de l'année 2007 dans la commune du Mont-Dore en Nouvelle Calédonie. Le réseau du Mont-Dore a expérimenté des changements importants ces dernières années. On souligne une augmentation de la pénétration de la production éolienne. Aujourd'hui, la commune est passée d'être un des principaux consommateurs d'électricité de la Nouvelle Calédonie à être un producteur dans les périodes ventées. Cette évolution a conduit à un changement des flux de puissance et à une augmentation importante des niveaux de tension dans le réseau.

Au moment de la réalisation de cette étude, un nouveau projet éolien était en construction et un deuxième projet était en phase d'étude. Un des objectifs de l'étude était de répondre aux inquiétudes du gestionnaire du réseau par rapport aux répercussions dans le plan de tension de cette mise en fonctionnement et de déterminer les procédures qui devront être imposées aux producteurs éoliens afin de pouvoir rester à l'intérieur des niveaux de tension acceptables.

Nous avons proposé différentes méthodes de contrôle de la puissance réactive des parcs éoliens afin de pouvoir augmenter la pénétration de la production éolienne dans le réseau du Mont-Dore. Nous avons déterminé le taux maximal de pénétration éolienne en fonction des méthodes de contrôle implémentées. De même, les pertes dans le réseau de Mont-Dore ont été évaluées pour chacune des commandes implémentées afin de connaître leur impact économique.

5.2 Description du réseau de la Nouvelle Calédonie et du Mont-Dore

Nous montrons ici les principales caractéristiques de la production et du réseau de HTB de la Nouvelle Calédonie. Nous présentons ensuite le réseau de distribution de la commune du Mont-Dore.

5.2.1 Nouvelle Calédonie

La Nouvelle Calédonie est un archipel située dans l'océan Pacifique centrée autour d'une île principale, la Grande Terre. Sur une superficie de 16372 km², la Grande Terre s'étire du nord-ouest au sud-est sur près de 400 km en longueur et sur 50 à 70 km en largeur. La Nouvelle-Calédonie est découpée en 33 communes. Elle comptait 230789 habitants au dernier recensement du mois d'août 2004. La première et deuxième communes en population sont Nouméa avec 91386 habitants et Mont-Dore avec 24195 habitants [INSEE, 2004]. Elles représentent donc presque la moitié de la population de toute la Nouvelle Calédonie.

La production, le transport et la distribution de l'électricité en Nouvelle Calédonie sont gérés par plusieurs compagnies :

- La quasi totalité de la production électrique est exploitée par la Société Néo-Calédonienne d'Energie (ENERCAL). Il existe néanmoins quelques producteurs particuliers intervenant dans le marché électrique de la Nouvelle Calédonie ;
- ENERCAL est titulaire de la concession de l'intégralité du transport d'énergie de la Nouvelle-Calédonie. A ce titre, elle est chargée d'assurer par des réseaux HTB de 150 et 33 kilovolts, l'acheminement et la répartition de l'énergie électrique sur l'intégralité du territoire ;
- La société Electricité et Eau de Calédonie filiale du groupe GDF Suez (EEC GDF Suez) est chargée de la distribution de l'énergie électrique dans 6 communes du territoire, dont Nouméa et Mont-Dore. La distribution électrique dans les communes restantes est sous la responsabilité d'ENERCAL.

La Figure 5.1 présente le réseau HTB et les postes sources que disposait la Nouvelle Calédonie au début de 2007.

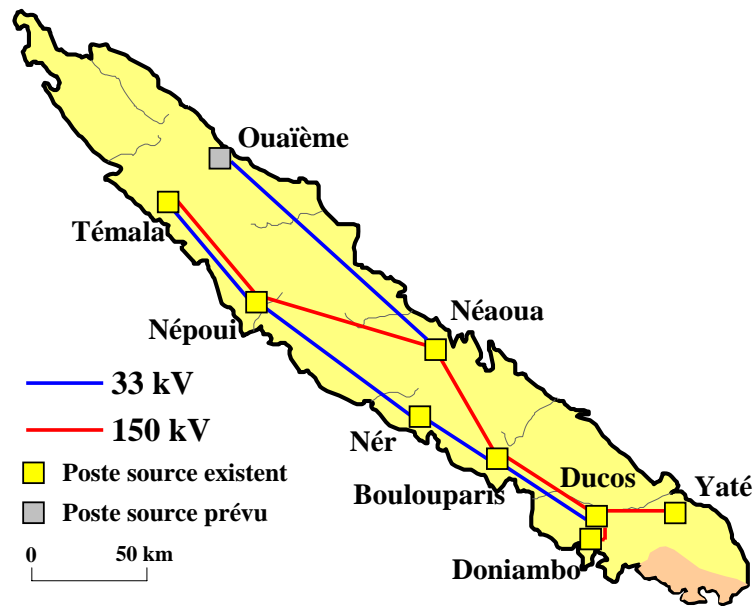


Figure 5.1 : Réseau de HTBf de la Nouvelle Calédonie (2007)

Le réseau HTB, d'une longueur totale de 1045 km en 2005, est composé principalement de deux lignes en parallèle (Ducos-Témala) de façon à pouvoir assurer l'approvisionnement électrique même en cas de perte d'un tronçon de ligne. Ces lignes opèrent à des niveaux de tension différents : 150 kV et 33 kV.

La totalité du parc de production en Nouvelle Calédonie au début de 2007 était de 371 MW, dont 22 MW (5,9%) de puissance éolienne installée. La plupart de la production électrique était d'origine fossile (près de 80%), suivi de la production hydraulique et de la production éolienne. La répartition des centres de production électrique à cette période est montrée dans la Figure 5.2.

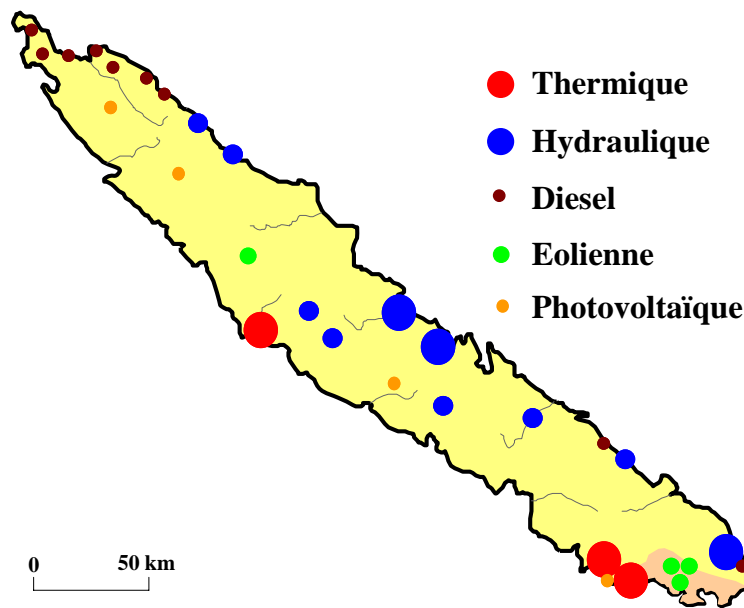


Figure 5.2 : Principaux centres de production électrique en Nouvelle Calédonie

On observe dans la Figure 5.2 que la majorité de la production éolienne se trouve au sud-ouest de la Nouvelle Calédonie, plus précisément dans la commune du Mont-Dore (en rose dans la figure). Cette forte pénétration éolienne locale rend le réseau de distribution de cette commune particulier. Nous nous intéressons par la suite seulement au réseau de distribution du Mont-Dore.

5.2.2 Le Mont-Dore

1.3.1.1 Contexte économique

Les acteurs économiques qui interviennent dans le marché de l'électricité dans la commune du Mont-Dore sont :

- *EEC GDF Suez – ENERCAL* : EEC GFF Suez a le contrat de concession pour la distribution de l'électricité dans le réseau du Mont-Dore et d'autres communes voisines dont Nouméa. Pour fournir l'électricité au client final, la société possède un contrat d'achat d'électricité avec ENERCAL ;
- *EEC GDF Suez – Producteurs indépendants* : Dans le cadre de la concession pour la distribution de l'électricité, EEC GDF Suez s'engage à favoriser le développement d'énergies renouvelables. C'est pourquoi plusieurs producteurs éoliens ont eu la possibilité de se connecter au réseau de distribution du Mont-Dore. EEC GDF Suez possède des contrats d'achat de l'électricité produite par ces parcs éoliens. Il est également à souligner qu'une participation dans le marché électrique de plusieurs

- Les départs des réseaux de distribution gérés par EEC sont connectés au jeu de barres EEC01 ;
- Le réseau de distribution du Mont-Dore travaille avec deux configurations différentes pendant les conditions de fonctionnement normales. En effet, le feeder de distribution de Saint-Louis est connecté au poste source de Ducos par l'intermédiaire de deux lignes en parallèle. Une ligne appartient à EEC GDF Suez (EEC01-St.-Louis) et l'autre à ENERCAL (en orange pointillée). Ces deux lignes ne sont jamais en fonctionnement simultanées. Elles fonctionnent séparément selon le transit de puissance active. En effet, EEC GDF Suez achemine le surplus de production éolienne dans les réseaux qui lui appartiennent à cause du refus d'ENERCAL d'absorber les excédents de production des parcs éoliens. La ligne d'EEC-Suez est mise en fonctionnement quand la puissance importée par le réseau du Mont-Dore devient plus petite que 500 kW. Cette puissance est mesurée au bout de la ligne ENERCAL (coté Saint-Louis). La ligne d'EEC-Suez reste en fonctionnement jusqu'au moment où la puissance importée par le réseau de Mont-Dore devient supérieure à 2 MW. Dans ce cas, la mesure est réalisée au début de la ligne d'EEC-Suez (coté Ducos) ;
- La tension fournie par ENERCAL au poste source de Ducos est en moyenne de 34,5 kV ;
- Le réseau de 33 kV s'étend de Ducos jusqu'à la charge TDF sur une longueur totale de 60 km. A peu près la moitié de ce réseau est composée de câble souterrain avec une limite technique de l'isolant de 36 kV ;
- Il y a deux transformateurs réglés en charge à Saint-Louis pour faire la liaison avec le réseau de 15 kV. Un transformateur est en fonctionnement permanent et l'autre lors de périodes exceptionnelles. Le contrôle des prises du transformateur veille à conserver la tension dans le nœud STL04 à 15,2 kV ;
- Le réseau de 15 kV s'étend de Saint-Louis jusqu'à Négandi. Il comporte 17 km à majorité aérienne.

Nous soulignons que les configurations exceptionnelles de connexion ne seront pas analysées. De même, nous allons réaliser nos simulations en prenant en compte l'utilisation de la ligne souterraine seulement car l'intérêt de cette étude est l'analyse du réseau avec une forte pénétration éolienne.

Les données du réseau sont présentées dans l'annexe 4.

1.3.1.3 La production éolienne dans la commune du Mont-Dore

Le potentiel éolien de la Nouvelle-Calédonie est important. En effet, les alizés soufflent la plupart de l'année, de secteur est à sud-est, à une vitesse comprise entre 15 et 35 km/h. Un inventaire réalisé situe le potentiel éolien au voisinage de 200 MW installés, répartis en une dizaine de zones dont la commune du Mont-Dore. A l'horizon 2015, il semble techniquement possible d'avoir un parc éolien de 60000 kW installés. La connexion au réseau de cette production reste à examiner [Pacifique, 2006].

La commune du Mont-Dore compte une pénétration éolienne importante grâce à :

- La topologie géographique : existence de plusieurs collines inhabitées et non cultivables permettant l'installation des éoliennes dans les sommets ;
- La proximité du réseau électrique : la commune est traversée par une ligne de distribution servant à alimenter la base vie de Goro-Nickel.

Les trois parcs éoliens existants au début de 2007 sont :

- Négandi, mis en fonctionnement en décembre 2002 par EEC-Suez. Il compte 15 machines de 225 kW pour un total de 3,4 MW ;
- Prony I et II, mis en fonctionnement par étapes en décembre 2002 et décembre 2003 avec 10 et 21 machines de 220 kW pour un total de 6,8 MW ;
- Prony III, mis en fonctionnement en décembre 2006 avec 20 machines de 275 kW pour un total de 5,5 MW.

La puissance éolienne installée dans le Mont-Dore correspondait donc à 15,7 MW. D'autres sites font l'objet d'études d'avant projet mais aucun calendrier n'est décidé.

La technologie éolienne employée est celle de machines asynchrones à cage d'écureuil et à vitesse fixe. La compensation de la puissance réactive consommée par les génératrices des éoliennes est réalisée par l'intermédiaire de batteries de condensateurs d'une puissance égale à : 1,69 Mvar pour Négandi, 5,89 Mvar pour Prony I et II et 3,4 Mvar pour Prony III. Le parc éolien de Prony III dispose d'un système moderne de réglage de la puissance réactive

avec plusieurs gradins pouvant être pilotés en temps réels ou par l'intermédiaire d'une consigne de réglage. Une consigne de limitation de la puissance active est également possible.

1.3.1.4 La consommation électrique dans le réseau de distribution du Mont-Dore

Le réseau du Mont-Dore compte un faible niveau de charge. Une charge maximale de 8,5 MW et une consommation moyenne de 4,8 MW a été recensée en 2006. Cette consommation va être encore plus petite avec la disparition prochainement de la seule charge importante que compte le réseau de 33 kV (la charge BVG de 4 MVA). Le réseau de 33 kV compte une autre charge TDF de seulement 0,1 MVA. On aura donc, presque la totalité de la charge dans le réseau 15 kV. Ce réseau dispose de trois départs à Saint-Louis pour alimenter les charges de la commune du Mont-Dore. Un des départs est lié également au parc éolien de Négandi. Les charges connectées à ce départ sont représentées par la charge STL03 au milieu de la ligne entre Saint-Louis et Négandi. Les charges des deux autres départs sont représentées par la charge STL02 (cf. Figure 5.3).

Nous présentons dans la Figure 5.4 la monotone de charge pour l'année 2006.

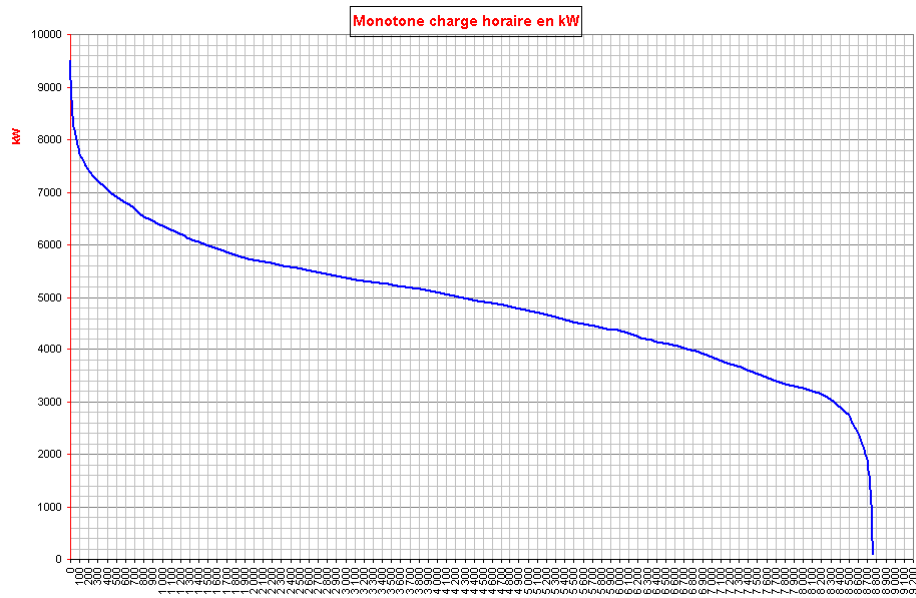


Figure 5.4 : Monotone de charge du réseau 15 kV

Les excédents de production éolienne sont acheminés à Ducos et ensuite injectés aux départs d'autres réseaux gérés par EEC GDF Suez. En 2006, la consommation moyenne de ces départs a été de 32,7 MW.

5.3 Etude de la configuration du réseau en 2007

Avec la mise en marche de Prony III le gestionnaire du réseau du Mont-Dore a vu une augmentation des niveaux de tension dans le réseau dans les périodes de forte production éolienne à des niveaux proches de la limite technique. Ces niveaux vont encore augmenter avec la mise en fonctionnement de la deuxième étape du même parc (appelée Mont-Mau). Cette première simulation vise à analyser la configuration actuelle et permet de vérifier que l'on constate la problématique communiquée par EEC GDF Suez. Elle aidera également à préciser les conditions de fonctionnement les plus critiques et ainsi à proposer des améliorations ou procédures possibles par rapport aux répercussions des futurs parcs.

5.3.1 Conditions de fonctionnement analysées

L'analyse de la configuration existante en 2007 porte sur l'évolution de la tension du réseau en fonction de la variation de la puissance produite par les éoliennes. Pour cela nous allons prendre en compte :

- Une évolution de la production éolienne qui va d'une valeur nulle jusqu'à la valeur nominale (cf. Figure 5.5) ;
- Une compensation totale de la puissance réactive demandée par les éoliennes, par le biais de batteries de condensateurs telle comme réalisée actuellement ;
- Un niveau de charge de 2,8 MW (le minimum de l'année 2006). La répartition de cette charge est la suivante : BVG égale à 1,4 MW et 1 Mvar, TDF égale à 0,09 MW et 0,04 Mvar et STL02 et STL03 égales à 0,7 MW et 0,34 Mvar.

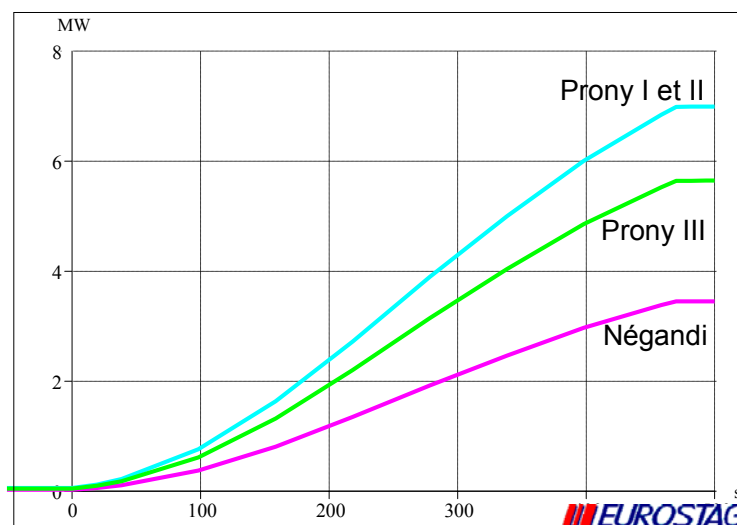


Figure 5.5 : Puissance produite par les éoliennes

5.3.2 Résultats

La Figure 5.6 montre la puissance réactive nette demandée par les parcs éoliens (en magenta, bleu et vert pour Négandi, Prony I et II et Prony III respectivement) et celle importée par le réseau au niveau du poste source de Ducos (en rouge).

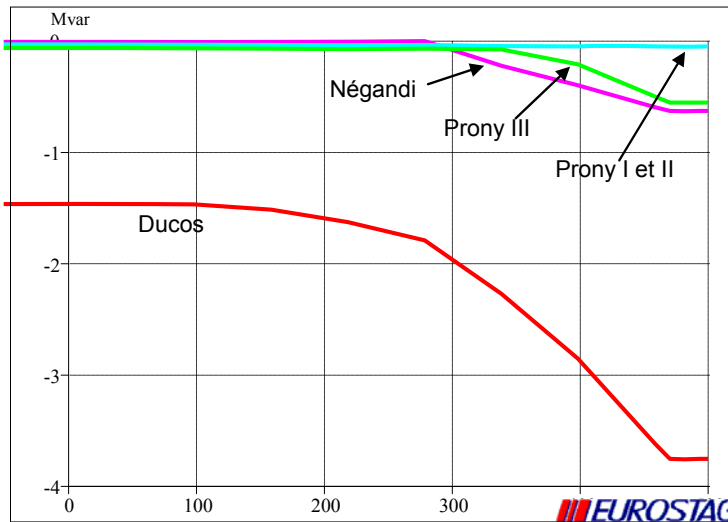


Figure 5.6 : Puissance réactive nette des parcs éoliens et importée de Ducos

Dans le cas du parc éolien Prony I et II la puissance réactive est toujours nulle grâce à une compensation qui a été surdimensionnée. D'autre part, la compensation des parcs éoliens de Négandi et Prony III atteint sa valeur maximale aux alentours de 300 s conduisant à une importation de puissance réactive depuis le poste source de Ducos.

L'importation de puissance réactive varie peu initialement car elle dépend seulement de la production de puissance active des éoliens. Puis, elle varie plus rapidement car la puissance produite augmente plus vite et en plus la consommation de puissance réactive des parcs éoliens devient non nulle.

Dans la Figure 5.7 on présente la tension dans le réseau de 33 kV. Les nœuds analysés sont les plus représentatifs du réseau. Ils permettent de connaître facilement la tension dans tous les nœuds du réseau.

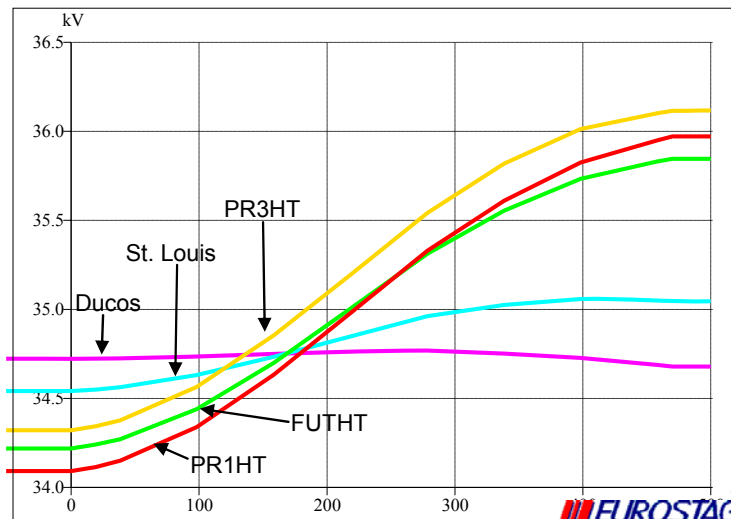


Figure 5.7 : Tension dans le réseau 33 kV

Les résultats permettent de constater le franchissement des limites de tension dans le réseau de 33 kV à 400 s au niveau du nœud PRO3HT. Cet instant correspond à une production éolienne de 14 MW (90% de la puissance installée en 2006). Le franchissement des limites de tension est dû à la valeur élevée de tension au niveau du poste source de Ducos, à l'augmentation de la tension due à l'effet capacitif du câble souterrain et à l'injection de puissance active qui provoque le changement de flux de puissance dans le réseau.

Nous remarquons qu'en 2006, les probabilités d'avoir une charge si faible et une production si importante étaient extrêmement faibles. Ainsi la tension était située normalement à des valeurs acceptables. Nonobstant avec la disparition prévue de la charge BVG et l'augmentation de la production éolienne, des problèmes de tension vont apparaître.

Le gestionnaire du réseau de distribution sera donc obligé d'imposer certaines procédures aux producteurs éoliens afin de rester dans des niveaux de tension acceptables. Ces procédures conduiront à une augmentation des pertes en fonction de l'augmentation de la production éolienne (1MW en 2006 lorsque les éoliennes fonctionnent à puissance nominale et la consommation est faible). Il convient donc de trouver en exploitation le meilleur compromis entre les pertes et les élévations de tension.

5.4 Etude de la configuration future et des limites de pénétration éolienne

Plusieurs actions peuvent être mises en marche afin de limiter l'augmentation de tension dans le réseau. La consommation de puissance réactive est une des actions possibles. Cette mesure permet de limiter les variations de tension au détriment des pertes dans le réseau.

Pour le réseau du Mont-Dore il suffit de contrôler la puissance réactive générée par les bancs de compensation de chaque parc. Nous comparons par la suite deux stratégies de contrôle différentes :

- Contrôle des parcs éoliens du réseau de 33 kV avec une stratégie de facteur de puissance fixe de 0,93 dans les nœuds de connexion du parc éolien ;
- Contrôle des parcs éoliens du réseau de 33 kV avec une stratégie de tension fixe de 35,5 kV dans les nœuds de connexion des parcs éoliens également.

Les modèles des contrôles implémentés sont présentés en annexe 5.

Le réseau du sous chapitre précédent aura plusieurs modifications dans cette partie :

- On prend en compte la deuxième étape de Prony III (Mont-Mau) qui compte 15 machines de 275 kW et qui a été mis en fonctionnement en décembre 2007 ;
- On ajoute un parc éolien envisagé (FUTUR) au milieu des pylônes PIR01 et X0662. La puissance de ce parc permettra de déterminer les limites de pénétration éolienne ;
- On retire la charge BVG ;
- On fait évoluer les charges STL02 et STL03 jusqu'à 1 MW de consommation.

La Figure 5.8 présente le diagramme unifilaire du réseau de Mont-Dore en prenant en compte les modifications citées ci-dessus.

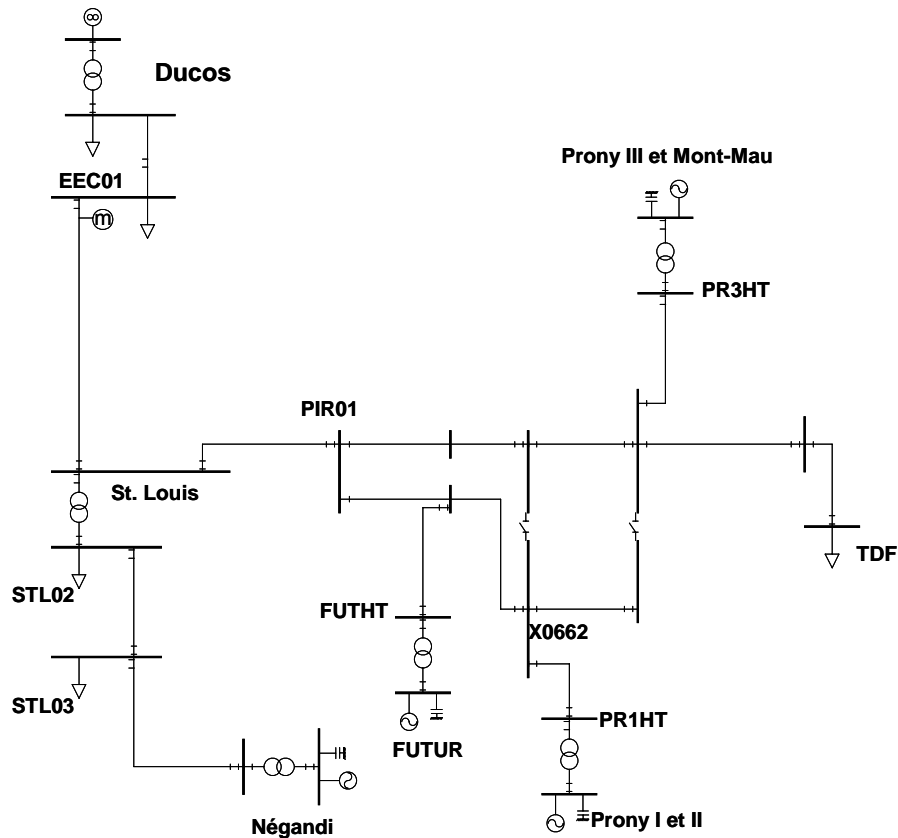


Figure 5.8 : Réseau de distribution de Mont-Dore simplifié

Rappelons que les principales contraintes à respecter sont la limite technique des isolants du câble souterrain qui est de 36 kV et les capacités thermiques du câble. Dans le cas qui nous concerne, ce facteur peut rentrer en ligne de compte pour le câble situé entre Saint-Louis et Pirogues. En effet, dans cette partie du réseau on a un câble souterrain pour lequel les limites de courant sont plus contraignantes (456 A). En plus, par ce câble devra transiter toute la production générée par les parcs éoliens Prony I et II, Prony III et Mont-Mau et par le futur parc.

5.4.1 Résultats

On considère au départ que les parcs éoliens existants fonctionnent à puissance nominale (19,8 MW). Nous augmentons ensuite la production du parc éolien futur jusqu'à ce qu'on atteigne les limites techniques du réseau. Ceci nous permet de déterminer les limites de pénétration éolienne (cf. Figure 5.9).

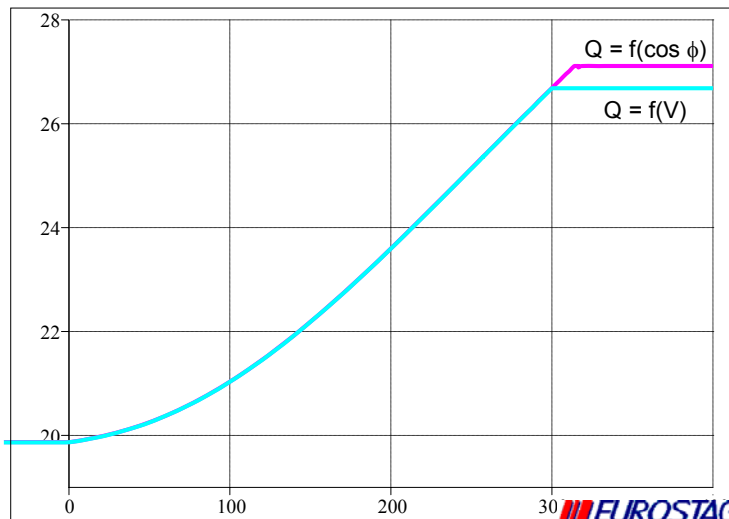


Figure 5.9 : Production éolienne avec le nouveau parc

Nous avons constaté que la puissance du nouveau parc est limitée par l'atteinte des limites de courant dans la ligne PIR01-St-Louis. Ces courants dépendent de la puissance apparente traversant les lignes. Une consommation importante de puissance réactive augmente le courant circulant dans la ligne et réduit la puissance éolienne pouvant être installée. C'est pourquoi le taux de pénétration éolienne dépendra également de la stratégie et des consignes de contrôle de la puissance réactive implémentée au niveau des parcs éoliens. On voit dans la Figure 5.9 que la puissance éolienne du parc futur pourra atteindre une valeur de 7,2 MW avec la stratégie de contrôle du facteur de puissance ou de 6,8 MW avec celle du contrôle de la tension. Nous analysons par la suite à partir de ces valeurs de production, les transits de puissance réactive, le plan de tension et les pertes dans le réseau du Mont-Dore en fonction de la stratégie de contrôle utilisée.

La partie (a) de la Figure 5.10 montre la puissance réactive nette demandée par les parcs éoliens et celle importée de Ducos en prenant en compte la stratégie de contrôle du facteur de puissance avec une consigne égale à 0,93. Les mêmes puissances sont montrées dans la partie (b) pour la stratégie de contrôle avec une consigne de tension dans les nœuds de connexion du parc égale à 35,5 kV.

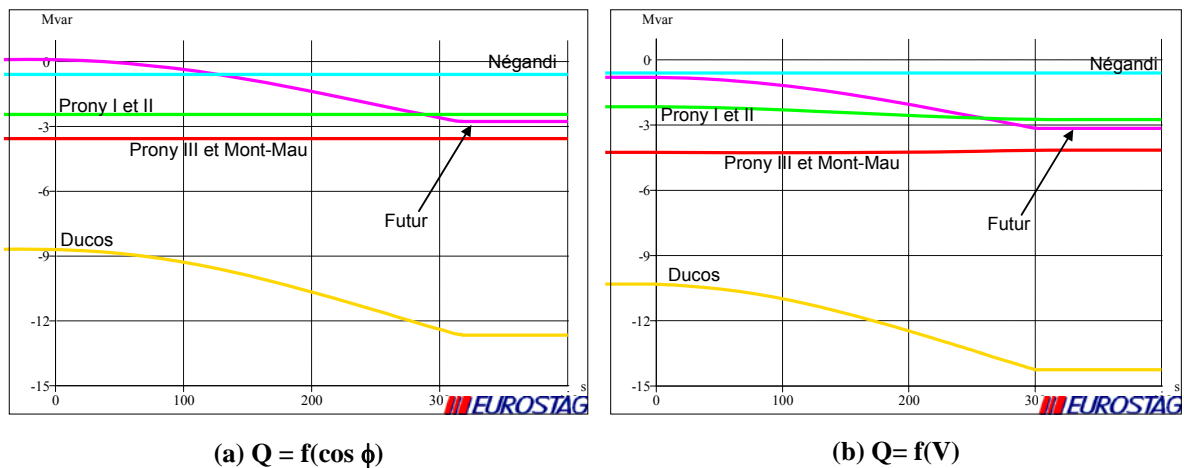


Figure 5.10 : Puissance réactive éolienne nette et puissance importée

On observe dans la Figure 5.10 que la consommation de puissance réactive est plus élevée dans le cas où elle est contrôlée avec la stratégie de tension fixe. Elle varie entre 10,35 Mvar et 14,1 Mvar pour cette stratégie de contrôle et entre 9,1 Mvar et 12,6 Mvar pour celle avec la consigne de facteur de puissance fixe. Ceci correspond à un facteur de puissance global qui varie entre 0,89 et 0,88 et entre 0,92 et 0,91 respectivement. Le facteur de puissance global du réseau pour la stratégie avec consigne de tension diminue avec l'augmentation de la production éolienne. Cela veut dire que pendant les périodes où la production éolienne est plus faible cette stratégie de contrôle devient plus convenable.

La Figure 5.11 présente la tension dans les nœuds plus représentatifs du réseau de 33 kV. La partie (a) correspond à la stratégie de contrôle avec consigne de facteur de puissance et la (b) à celle avec consigne de tension.

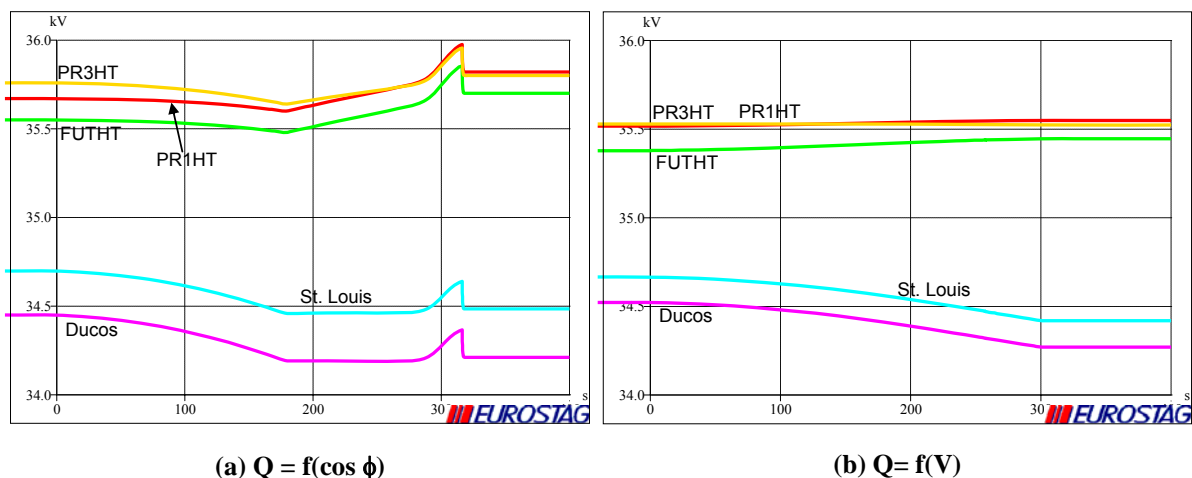


Figure 5.11 : Tension dans le réseau 33 kV

Les résultats de tension montrent que dans les deux cas les limites de tension sont respectées. Il est donc techniquement possible d'ajouter un autre parc éolien dans le réseau en agissant sur la consommation de puissance réactive. Dans le cas où l'on contrôle la puissance réactive avec la consigne de tension en sortie du parc éolien la tension est mieux maîtrisée que dans le cas où le contrôle se fait par l'intermédiaire d'une consigne de facteur de puissance. On observe dans la partie (a) de la figure une variation brusque de la tension à 314 s suite au changement de prise du transformateur régulateur en charge de Ducos.

Dans la Figure 5.12 nous comparons les pertes globales du réseau pour les deux stratégies de contrôle analysées.

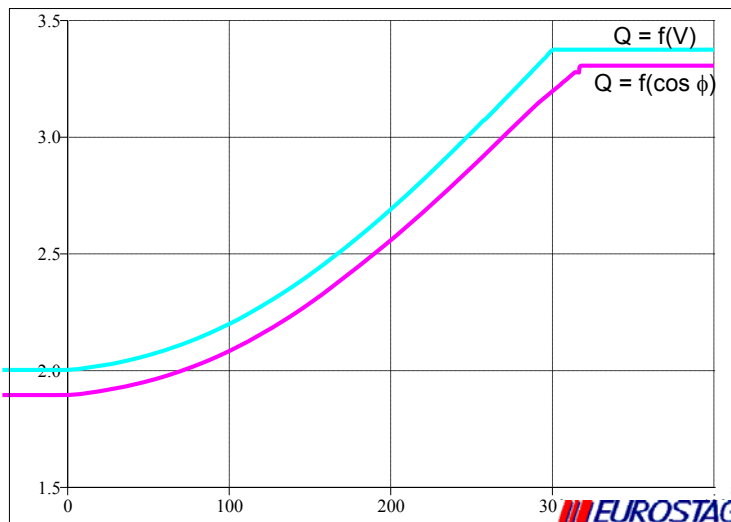


Figure 5.12 : Comparaison des pertes

On voit dans cette figure que les pertes globales du réseau varient entre 2 MW et 3,4 MW (10% et 12,7% de la production éolienne totale) pour la stratégie avec consigne de tension et entre 1,9 MW et 3,3 MW (9,5% et 12,2%) pour celle avec consigne de facteur de puissance. Le contrôle avec consigne de facteur de puissance permet donc une réduction des pertes dans les périodes où la production éolienne est importante. Cependant, dans les périodes où cette production est plus faible la stratégie de contrôle de la tension peut devenir plus convenable.

5.5 Conclusion

Les simulations ont permis d'analyser le plan de tension du réseau du Mont-Dore. Elles révèlent des variations importantes de la tension dues à la présence de la production éolienne. En effet, les flux de puissance dans la plupart du réseau peuvent avoir un sens ou

l'autre selon le niveau de production éolienne. Les variations de tension sont sensibles principalement dans les périodes où la production éolienne est importante et la consommation des charges est faible. Pour cette condition de fonctionnement, la valeur élevée de tension au niveau du poste source de Ducos, l'augmentation de la tension due à l'effet capacitif du câble souterrain et l'injection de puissance active, peuvent conduire à des problèmes de franchissement des limites de tension. Cela, notamment dans les points de connexion des sources de production les plus éloignées.

Dans ce chapitre, nous avons analysé les conditions de fonctionnement les plus contraignantes. Elles sont difficilement atteintes dans la réalité, c'est pourquoi on peut s'attendre à des variations de tension moins importantes.

L'augmentation de la production éolienne dans le réseau du Mont-Dore est possible d'un point de vue technique en augmentant les transits de puissance réactive dans le réseau. Dans ce cas, l'augmentation de la tension du réseau due à l'injection de puissance active des éoliennes est compensée par la chute de tension provoquée par la consommation de puissance réactive

Deux stratégies ont été analysées pour le contrôle de la puissance réactive fournie par les bancs capacitifs : le contrôle par l'intermédiaire d'une consigne de facteur de puissance fixe de 0,93 dans les nœuds de connexion des éoliennes et le contrôle avec consigne de tension fixe de 35,5 kV dans les mêmes points.

On a observé que la puissance maximale du parc futur dépend des mesures de correction de la tension implémentées. Elle pourra atteindre une valeur de 7,2 MW ou de 6,8 MW pour les commandes que nous avons analysées (facteur de puissance et tension respectivement). Les deux stratégies permettent de limiter les variations de tension au détriment des pertes dans le réseau. Il a été montré que les pertes du réseau futur pourront atteindre des valeurs supérieures à 12 % pour des conditions de fonctionnement nominales des parcs éoliens.

On peut envisager d'autres stratégies pour permettre l'augmentation de la production éolienne dans ce réseau :

- Une stratégie de limitation de la puissance active. Dans ce cas il ne sera jamais possible de produire le maximum de puissance active délivré par les éoliennes ;

- L'installation d'un transformateur régleur en charge. Dans ce cas, il faut prévoir une mesure de tension déportée où éventuellement un *compoundage* sur la commande du régleur.
- Des stratégies de contrôle plus complexes peuvent être implémentées. Un exemple serait le contrôle de la puissance réactive avec une consigne de facteur de puissance variable selon la valeur de la tension mesurée dans les nœuds de connexion des éoliennes. Ce contrôle permettrait de gérer efficacement la tension et de réduire les pertes.

Le respect des tensions dans le réseau et l'augmentation de la puissance éolienne installée sera possible seulement si l'on exige aux constructeurs des parcs d'avoir la possibilité de faire varier la compensation des éoliennes en fonction des critères d'exploitation, et de maîtriser ainsi l'énergie réactive transitant dans le réseau. De même les concepteurs des fermes éoliennes devront mettre à disposition des opérateurs du réseau des informations de tension en temps réel, pour gérer correctement le réseau en fonction des variations de la demande et de la production éolienne.

Chapitre 6

Etude de la pénétration de la production éolienne en Guadeloupe

6.1 Introduction

La politique de développement de sources de production renouvelables est un enjeu majeur dans l'archipel de Guadeloupe. Aujourd'hui, une grande partie de l'électricité est obtenue à partir de ce type de production (environ 15%). L'énergie éolienne est l'une des sources plus prometteuses grâce à un régime de vents alizés particulièrement favorable au développement de ce type de production.

C'est dans ce contexte de prévision d'une croissance de la production que nous avons réalisé une étude dont l'objectif principal a été d'évaluer l'impact de l'insertion de nouvelles technologies éoliennes sur le comportement dynamique en fréquence du système électrique de la Guadeloupe. Les principaux résultats de cette étude sont présentés dans ce chapitre.

Pour commencer, nous présentons globalement le réseau de la Guadeloupe avec ses principales caractéristiques d'exploitation, statiques et dynamiques. Nous montrons ensuite comment le comportement statique et dynamique du réseau modélisé a été validé avec les données dont nous disposons.

Nous allons ensuite considérer dans cette étude deux stratégies de commande permettant la participation de la production éolienne au réglage de la fréquence qui ont été présentées dans le chapitre 3 et ont été analysées dans le chapitre 4. Ces stratégies consistent à contrôler :

- La puissance mécanique de l'éolienne par action sur β ;
- La puissance électrique de l'éolienne par action sur le couple électromagnétique.

6.2 Description du réseau de La Guadeloupe : caractéristiques statiques

L'archipel de la Guadeloupe est composé de deux parties principales séparées par un étroit bras de mer. Ces deux zones sont la Grande-Terre (588 km²) et la Basse-Terre (848 km²). La Guadeloupe regroupe administrativement trois autres îles (la Désirade, Marie Galante et les Saintes) et de nombreux îlots. La superficie de la Guadeloupe est de 1600 km² et sa population s'élevait 451 000 habitants au 1^{er} janvier 2007.

La Guadeloupe est largement dépendante de l'extérieur pour son approvisionnement en énergie. En 2006, plus de 700 000 tonnes de pétrole (soit environ 93% de l'énergie primaire de la Guadeloupe) ont été importées en Guadeloupe, dont un tiers destiné à la production d'électricité.

La production d'électricité est réalisée par plusieurs producteurs dont EDF. La participation des producteurs « non EDF » est importante et susceptible d'augmenter de façon significative avec l'accroissement de la pénétration dans le réseau guadeloupéen des sources de production à base d'énergies renouvelables.

Le transport et la distribution d'électricité sont gérés par EDF. Le réseau électrique guadeloupéen comprend la Basse-Terre, la Grande-Terre et, reliés par des câbles sous-marins, les Saintes, Marie-Galante et la Désirade.

6.2.1 Les unités de production électrique

Une des principales caractéristiques du réseau de Guadeloupe est la diversité de sources de production. On compte dans ce petit réseau une association entre unités de production classiques et unités renouvelables. Nous analysons par la suite les principales caractéristiques de la production actuelle et sa possible évolution dans le futur proche.

6.2.1.1 Unités de production actuelles

Les principaux centres de production électrique de Guadeloupe sont montrés dans la Figure 6.1.

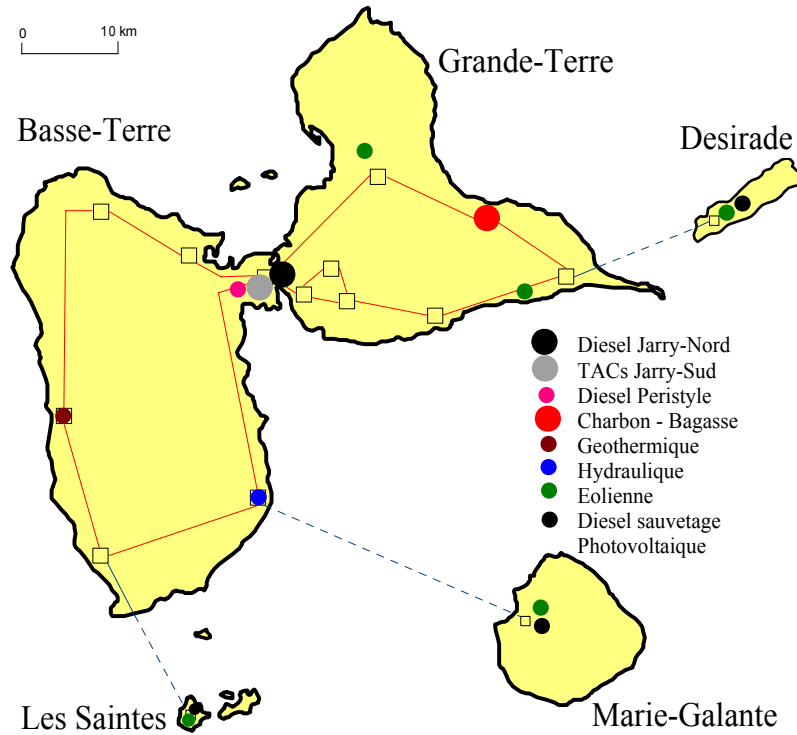


Figure 6.1 : Principaux centres de production électrique de la Guadeloupe

La somme de la puissance nominale des groupes de production installés actuellement en Guadeloupe est de 439 MW. Cependant, la puissance installée ne peut pas être considérée comme puissance disponible pour le réseau, principalement à cause de :

- La comptabilisation de quelques groupes de production encore disponibles mais en fin de vie utile. Le rendement de ces machines est fortement dégradé et conduit à une utilisation rare ;
- La consommation des auxiliaires dans les centres de production qui n'est pas comptabilisée ;
- Les pertes techniques ;
- La disponibilité des groupes de production qui nécessitent de la maintenance et connaissent parfois des pannes ;
- Les conditions de fonctionnement de groupes de production et singulièrement les TACs, sensibles à la température de l'air.

On observe dans la Figure 6.1 que la production d'électricité en Guadeloupe est d'origine diverse. On trouve les types de production suivant :

Diesel : on compte plusieurs groupes de production de ce type diesel à Jarry-Nord et dans le site de Péristyle. L'énergie produite par l'ensemble des groupes installés dans le premier site

en 2006 a été égale à 52,5% de la production totale du système Guadeloupéen. Celle produite dans le deuxième site a représenté 8,4% de la production totale en 2006.

Turbine à combustion (TAC) : il existe plusieurs TACs à Jarry-Sud. L'énergie produite par l'ensemble des groupes installés dans ce site de production en 2006 a été de 3,5% de la consommation totale de l'archipel. Cette faible production annuelle par rapport à la puissance installée est tout à fait normale. Il est prévu dans la conception du parc de production que ces groupes de production soient les derniers à être sollicités sur le réseau. Ils fonctionnent seulement pendant la pointe de consommation ou en cas de sauvetage. En effet, en cas de nécessité, les TACs permettent un démarrage rapide par rapport aux autres groupes installés dans le réseau. Elles sont une bonne solution pour cette fonctionnalité car l'investissement initial est beaucoup moins important que pour d'autres types de production. C'est la solution préférée malgré le fait que la production électrique à partir de ces groupes de production est la plus chère en exploitation (utilisation de fuel domestique).

Remarque :

- *la puissance nominale de la turbine est donnée pour des conditions standard de température ambiante et d'humidité relative. (15 °C et 60% respectivement). Pour d'autres valeurs de température ambiante, la puissance nominale de la turbine varie de façon inversement proportionnelle à la valeur de température. Cette variation est en générale de l'ordre de 0,5 à 0,9% par degré Celsius. Dans le cas de la Guadeloupe, la puissance nominale des groupes de production sera donc plus petite ($\approx 91\%$ de la puissance nominale de la turbine) ;*

Charbon Bagasse : deux groupes de production de ce type sont installés dans la Centrale Thermique du Moule (CTM) à Gardel. Pendant la période de collecte de canne à sucre, la production est réalisée à partir d'un mélange de charbon et de bagasse, permettant ainsi qu'une partie de la production d'électricité de cette centrale soit d'origine renouvelable (environ 18% de la production annuelle de la centrale). La puissance minimale de fonctionnement de chaque groupe est égale, respectivement de 8 et 9 MW. L'énergie produite par l'ensemble des groupes installés dans ce site de production en 2006 a été de 26,7% de la production totale.

Géothermie : la chaîne volcanique de la Basse-Terre dispose de gisements naturels de vapeur qui ont permis l'installation de la centrale géothermique de Bouillante. Cette centrale compte deux groupes de production. Dans la pratique, ces groupes fonctionnent à leur puissance nominale. L'énergie produite par l'ensemble des groupes installés dans ce site de production en 2006 correspond à 5,1% de la production totale.

Hydraulique : la topologie montagneuse de la Basse-Terre et les bonnes caractéristiques hydrographiques ont permis également l'installation de plusieurs mini-centrales hydrauliques au fil de l'eau utilisant des machines synchrones. Ces mini-centrales appartiennent à des producteurs particuliers et ont permis de produire 1,2 % de la production totale en 2006.

Eolienne : l'énergie éolienne a connu une augmentation importante ces dernières années. Une partie de cette production éolienne est implantée dans les îles de la Désirade, de Marie-Galante et des Saintes. Elle est interconnectée au réseau de la Grande Terre et de la Basse Terre par l'intermédiaire d'une liaison sous-marine. L'énergie produite par l'ensemble des parcs éoliens en 2006 a représentée environ 2,3% de la production totale de la Guadeloupe. La technologie éolienne employée actuellement est celle des machines asynchrones à cage d'écureuil à vitesse fixe. Ces types de machines ont une consommation importante de puissance réactive. Celle-ci laquelle est compensée par l'intermédiaire de batteries de condensateurs.

Photovoltaïque : la production photovoltaïque n'est pas encore significative malgré des conditions climatiques appropriées dans l'archipel. L'énergie produite par l'ensemble des panneaux photovoltaïques en 2006 a été estimée à 0,3% de la production totale du réseau. On note cependant une croissance considérable des demandes de permis de connexion au réseau de ce type de production.

Autres : en plus de leur production éolienne, la Désirade, Marie-Galante et les Saintes ont des groupes diesel utilisés seulement dans des cas exceptionnels. La production de ces groupes en 2006 a été de 0,1% de la production globale de la Guadeloupe. Compte tenu de ce faible pourcentage, nous n'en tiendrons pas compte dans la suite des études.

La Figure 6.2, représente la proportion de production en 2006 par les différentes sources décrite ci-dessus.

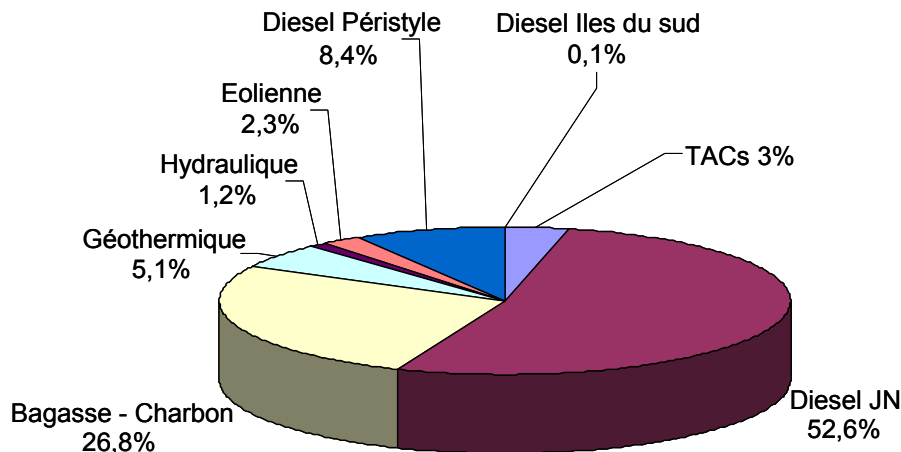


Figure 6.2 : Répartition de la production d'énergie électrique en Guadeloupe en 2006

6.2.1.2 Evolution prévisible de la production électrique

Les projets d'installation de sources de production en cours et en prévision sont :

- Diesels : on prévoit le remplacement des groupes de Jarry-Nord dans les années à venir par des groupes de même puissance mais moins polluants.
- Géothermique : la production de la centrale géothermique sera augmentée grâce à un nouveau forage dans un autre gisement de vapeur. Ce projet est prévu pour l'année 2015 ;
- Bagasse charbon: une nouvelle tranche est attendue pour l'année 2010.
- Eolienne : il n'y a pas de nouveaux projets en cours. Cependant, le potentiel éolien guadeloupéen est encore important, en majorité sur Grande-Terre. Par ailleurs, il est prévu que les sites les plus anciens soient progressivement rééquipés avec des machines plus puissantes. Une étude de remplacement des machines du site Petit Canal I est déjà en cours ;
- Photovoltaïque : il y a actuellement des nombreuses demandes de connexion pour des installations de petite puissance. On envisage aussi d'installer un champ de plusieurs mégawatts dans la partie nord de la Grande-Terre (la principale contrainte est l'inexistence du réseau de transport dans cette zone).

L'ensemble des données de la production sont présentées dans l'annexe 6.

6.2.2 Présentation du réseau de transport et des liaisons sous-marines

La Figure 6.3 présente le réseau de transport, les liaisons sous-marines et les postes sources du réseau de Guadeloupe.

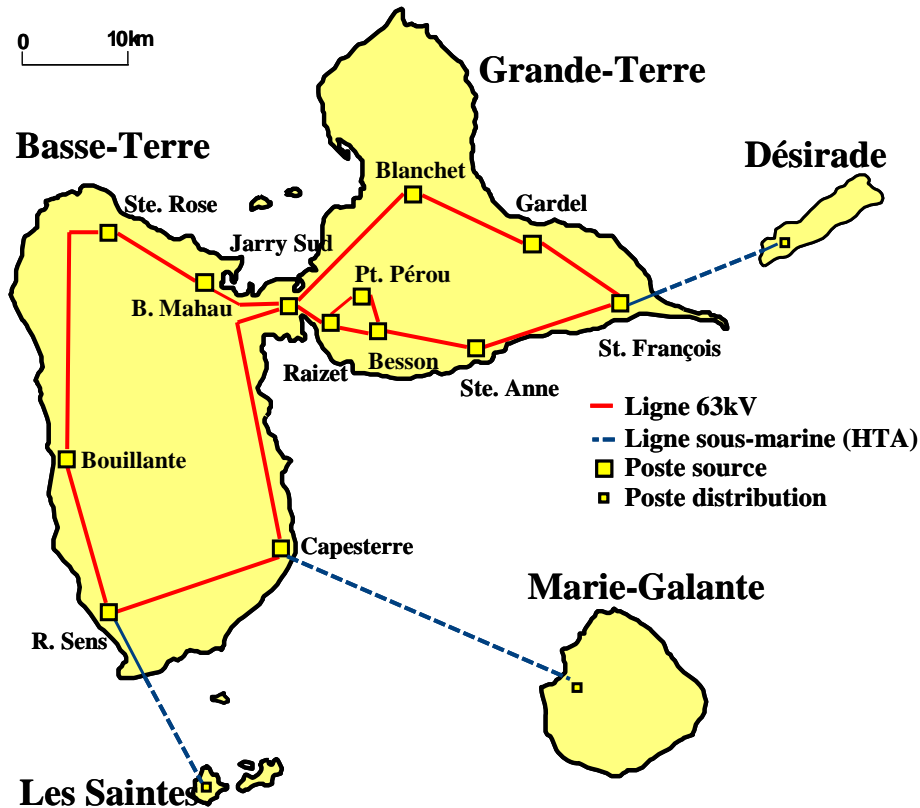


Figure 6.3 : Réseau de transport et postes sources de Guadeloupe

Le réseau de transport est exploité sous une tension de 63 kV. Il est composé de deux grandes boucles, l'une pour la Basse-Terre et l'autre pour la Grande-Terre. Elles sont interconnectées au niveau du poste source de Jarry-Sud.

Les principales caractéristiques techniques du réseau de transport sont :

- La longueur totale de la boucle de Basse-Terre est de 108 km. Celle de la Grande-Terre est de 79 km. L'ensemble du réseau est composée des câbles aériens ;
- Le réseau compte 13 postes sources comportant chacun 2 transformateurs abaisseurs 63/20 kV avec régulateurs en charge (17 prises et réglage de $\pm 13\%$ autour de la tension nominale) ;
- La plupart des postes sources comportent également une compensation de puissance réactive.

Les îles de Marie-Galante, La Désirade et Les Saintes sont interconnectées au réseau de transport de la Grande-Terre et la Basse-Terre par l'intermédiaire de trois lignes sous-marines. Ces liaisons sont réalisées à des niveaux de tension de 20 kV et 30 kV.

L'ensemble des données du réseau sont présentées dans l'annexe 7

6.2.3 La consommation électrique en Guadeloupe

Nous présentons ci-dessous les principales caractéristiques de la consommation actuelle en Guadeloupe ainsi que la prévision de son évolution.

6.2.3.1 Consommation actuelle

On note d'une part que la pointe de consommation en Guadeloupe pour les journées de forte charge se situe aux alentours de 230 MW. Cette valeur est normalement atteinte vers 19 heures et est principalement liée à la consommation résidentielle. D'autre part, on note que le creux de consommation est atteint la nuit vers 4 heures. Il correspond à une puissance de 120 MW pour les journées de faible charge. A titre d'exemple, on peut observer sur la Figure 6.4 la courbe de charge de la journée du 23 octobre 2006.

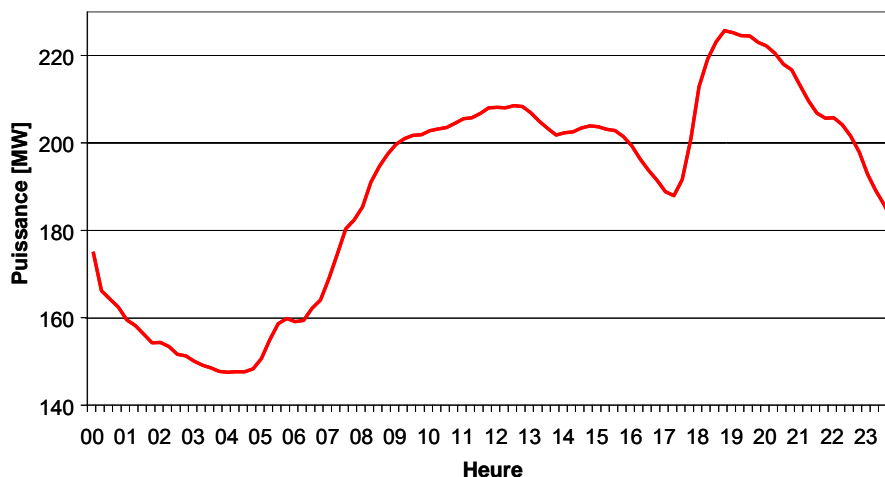


Figure 6.4 : Courbe de charge du 23/10/2006

On observe deux périodes de pointe de consommation dans la journée. La première se situe vers 12h30 et atteint une valeur de 209 MW. La deuxième pointe est atteinte vers 19h. C'est la plus importante de la journée et elle correspond à une puissance de 225 MW. Deux périodes de faible consommation sont également observées dans la figure. La première qui corresponde au creux de la journée (148 MW) est observée vers 4h. La deuxième vers 17h (187 MW). La charge moyenne pour cette journée est de 188 MW.

La répartition typique des charges par poste source pour les 2 cas extrêmes mentionnés précédemment (maximum de 230 MW, minimum de 120 MW) est présentée dans le Tableau 6.1.

Poste source	Charge en heure creuse		Charge en heure pointe	
	[MW]	[%]	[MW]	[%]
Rivière Sens	10,8	9,00	21,6	9,39
B. Mahault	8,0	6,67	15,0	6,52
Bouillante	2,8	2,33	5,7	2,48
Ste. Rose	9,0	7,50	16,9	7,35
Blanchet	10,0	8,33	18,8	8,17
Ste Anne	6,0	5,00	11,2	4,87
Besson	14,0	11,67	27,3	11,87
Capesterre	6,0	5,00	9,4	4,09
Raizet	12,0	10,00	23,5	10,22
Jarry-Sud	20,0	16,67	41,3	17,96
St. François	7,0	5,83	10,3	4,48
Petit Pérou	9,0	7,50	16,9	7,35
Gardel	3,0	2,50	7,6	3,30
Pertes transport	2,4	2,00	4,5	1,96
Totaux	120,00	100,00%	230,00	100,00%

Tableau 6.1 : Répartition de la charge par poste source

6.2.3.2 Prévision de l'évolution de la consommation

Les prévisions de la consommation électrique et de la puissance appelée ont été obtenues à l'aide d'une étude réalisée par EDF en octobre 2002 [Montureux, 2002] et en prenant en compte les chiffres actuelles. Nous avons pris en compte un scénario médian, à priori le plus probable, qui prévoit une croissance économique soutenue jusqu'en 2010, puis un ralentissement de la croissance. Les hypothèses considérées sont : une évolution du produit intérieur brut régional de +3% par an jusqu'à 2010 puis de +2,5% jusqu'à 2020 et un solde migratoire nul. La consommation moyenne par ménage continue d'augmenter sensiblement, mais la saturation du parc électroménager à l'horizon 2020, ainsi que la baisse des consommations unitaires des appareils, réduisent à terme cette croissance. La Figure 6.5 et la Figure 6.6 présentent l'énergie produite et la puissance de pointe constatées jusqu'à l'année 2008 et celles prévues jusqu'à l'année 2020.

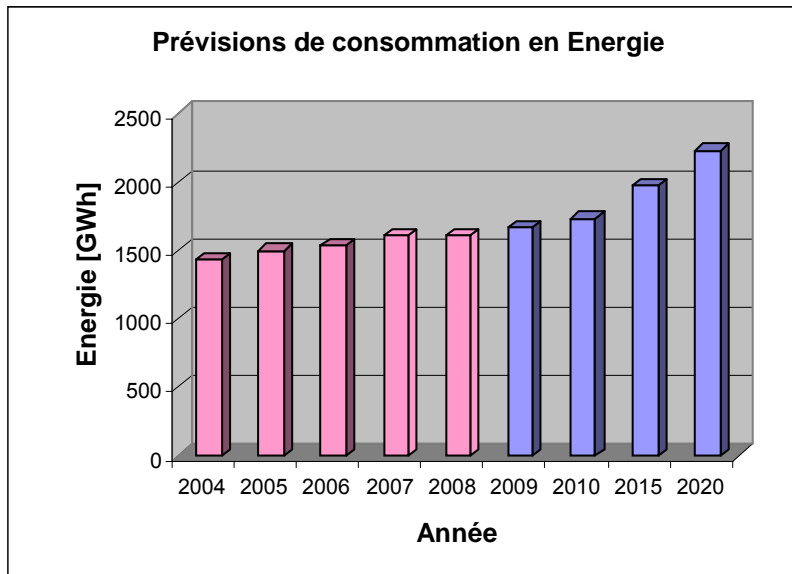


Figure 6.5 : Prévisions d'énergie consommée par an en Guadeloupe

Les prévisions de la consommation en énergie ont été réalisées à l'aide d'un modèle de prévision de consommation en énergie électrique dénommé PREDOM développé spécifiquement pour les Départements d'Outre-Mer.

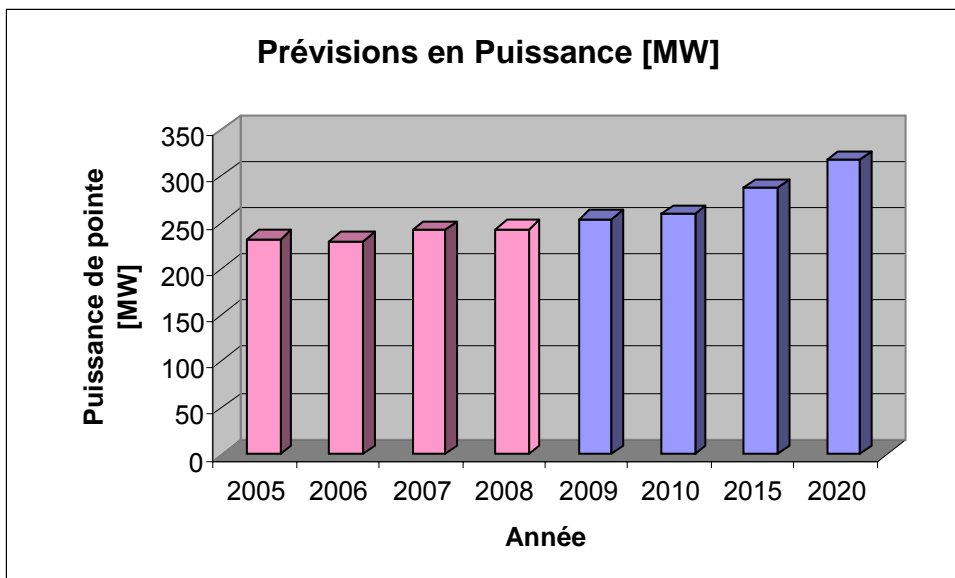


Figure 6.6 : Prévisions de puissance de pointe en Guadeloupe

Les prévisions en puissance prennent en compte :

- La correction climatique ;
- Le taux de croissance annuel ;
- Les variations saisonnières ;
- Les courbes de charge par secteur de consommation.

6.2.4 Exploitation et contrôle du réseau de Guadeloupe

Nous présentons par la suite les principales caractéristiques concernant le contrôle de la fréquence et de la tension dans le réseau de Guadeloupe.

6.2.4.1 Réglage de fréquence/puissance active

Les règles de gestion fixent la réserve primaire en Guadeloupe à des valeurs qui vont de 20 MW à 26 MW selon la période de la journée. Ceci correspond à peu près à la puissance de fonctionnement du groupe le plus puissante (Groupe Charbon - Bagasse).

Les moyens de production sont appelés en priorité dans l'ordre suivant :

1. Les énergies renouvelables pour lesquelles EDF a une obligation d'achat. Ces sources de production (à l'exception de la géothermie) ne sont pas programmables à cause de la nature des dispositifs. Ils ne participent pas au réglage de fréquence ;
2. Les groupes diesels de Péristyle qui travaillent la plupart du temps très proches de la puissance nominale. Dans le cas d'un creux de consommation, la puissance de référence est légèrement diminuée. La participation de ces groupes au réglage de fréquence est faible ;
3. Les groupes de la CTM qui fonctionnent entre 20 et 28 MW selon la période de la journée. Ils participent à la régulation primaire de la fréquence. Sachant que les 2 groupes sont dimensionnés pour 30 MW (sortie centrale), ils constituent une partie de la réserve primaire. Cette notion sera précisée ultérieurement.

Ces 3 premières sources de production sont assurées par des producteurs indépendants. Les niveaux de production sont définis de manière contractuelle.

4. En temps normal, étant donnée la petite taille du réseau, le réglage ultime est réalisé par les groupes diesels gérés par EDF disposés à Jarry-Nord : équilibre production-consommation et garanti des marges de réserve de puissance. Les TACs de Jarry-Sud sont démarrées éventuellement en période de pointe de consommation ou lors de l'arrêt de groupes.

Ce mode d'exploitation peut être observé clairement sur la Figure 6.7.

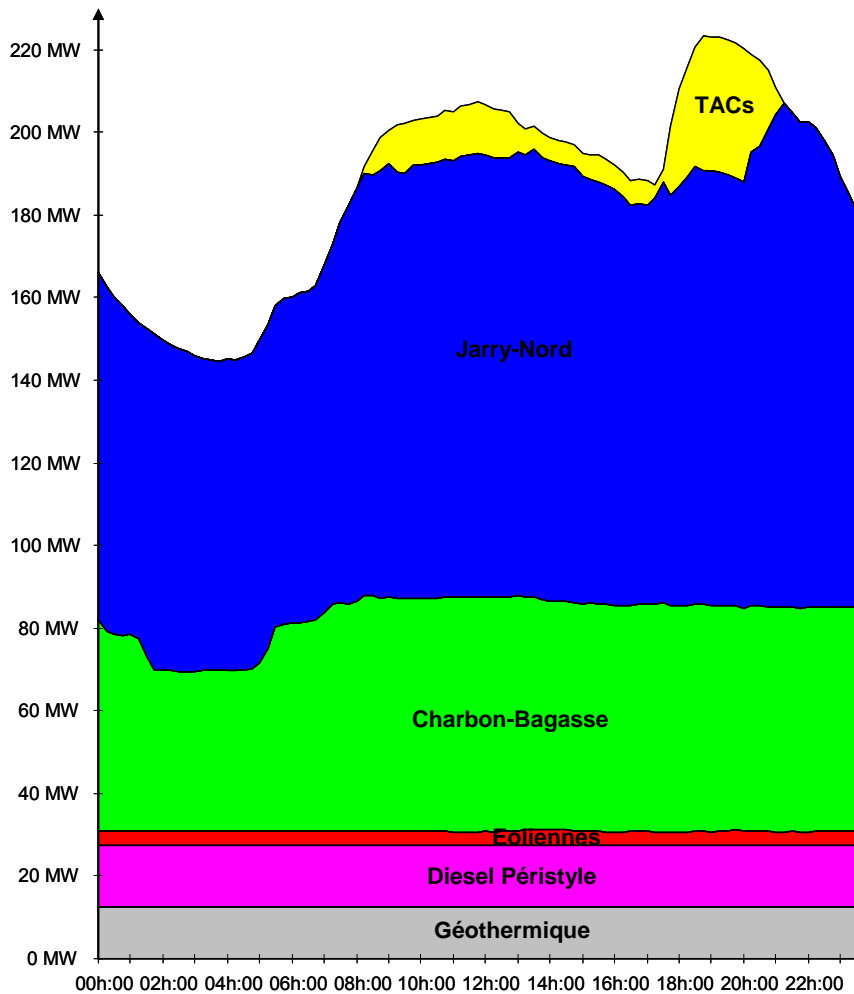


Figure 6.7 : Répartition de la production

Vu la taille du réseau, le réglage secondaire est réalisé par la centrale de Jarry-Nord seulement. Ce réglage est effectué manuellement.

Le réglage tertiaire est géré au niveau du dispatching (OCC) selon la disponibilité des groupes.

Nous avons observé précédemment que la réserve de puissance en Guadeloupe est proche de la puissance de fonctionnement du groupe le plus puissant. Ceci peut conduire à un délestage de charge lors d'une éventuelle perte de ce groupe de production. Le plan de délestage en Guadeloupe compte cinq paliers : 48,5 48,2 47,9 47,6 et 47,2 Hz. Les départs à délester varient tous les mois afin de ne pas pénaliser toujours les mêmes usagers. Le délestage est réalisé de façon à ne pas concerner les zones critiques. Le temps d'action totale des protections, disjoncteurs compris, est de 200 ms.

La puissance unitaire des moyens de production en Guadeloupe ne doit pas excéder 35 MW selon une étude réalisée par EDF en 1997 [Margotin, 1999]. Le choix d'une puissance unitaire plus importante se paierait par la nécessité de mettre en place une réserve primaire plus élevée ou par une dégradation de la qualité, en termes de probabilité de délestage.

6.2.4.2 Réglage tension/puissance réactive

Le principe de contrôle de la tension en Guadeloupe est le suivant :

- En premier lieu, les bancs capacitifs des postes sources sont gérés à partir du dispatching car ils ne disposent pas de relais varométriques. Sur chaque poste source, les bancs nécessaires pour compenser la consommation de puissance réactive des charges en creux de consommation restent activés tout le temps. Puis, une autre partie est activée le matin, lorsque la consommation augmente, et restent en fonctionnement pendant la journée de façon à compenser la demande pendant les heures pleines ;
- L'excitation des groupes de production conventionnels est configurée de façon à conserver une consigne de tension un peu plus élevée que la valeur de tension nominale aux bornes de l'alternateur. Elle réalise également l'équilibre ultime de puissance réactive dans le réseau ;
- Pour la distribution, la tension au niveau des postes sources est réglée à un seuil haut, environ 20,5 kV au niveau du jeu de barre de 20 kV, à l'aide des transformateurs régleurs en charge. Cela permet d'obtenir des tensions dans les plages contractuelles en bout d'antennes 20 kV.

6.3 Caractéristiques dynamiques du réseau

Jusqu'ici, nous nous sommes intéressés aux caractéristiques statiques du réseau de Guadeloupe. Nous présentons par la suite les principales caractéristiques dynamiques du réseau, en commençant par les groupes de production pour finir avec les charges.

6.3.1 Groupes de production

Les modèles dynamiques des groupes Diesel et Charbon-Bagasse utilisés sont ceux qui nous avons analysés dans les paragraphes 4.2.1.1 et 4.2.1.2 du chapitre 4. Les modèles des groupes géothermiques et des groupes hydrauliques proviennent de la librairie

d'EUROSTAG et ne seront pas analysés, car cette production ne participe pas à la régulation de fréquence. La production éolienne a été modélisée en prenant en compte les deux stratégies de commande :

- Puissance électrique par action sur le couple électromagnétique avec limitation de dP/dt à 0,4 p.u./s ;
- Puissance mécanique par action sur l'angle d'orientation des pales.

Aucun des scénarii considérés en simulation ne correspondent à la période de pointe de consommation. Les turbines à combustion, étant utilisées seulement pendant cette période, ne seront pas étudiées.

6.3.2 Alternateur et régulation de tension

Les paramètres qui déterminent ses caractéristiques dynamiques seront présentés en annexe 8. Le modèle de régulation des groupes diesel et charbon bagasse a été fourni par EDF et n'est pas analysé ici.

6.3.3 Charges

Comme mentionné dans le chapitre 4, les caractéristiques de la charge affectent d'une façon significative le comportement dynamique du réseau. Les informations fournies par le gestionnaire du réseau nous ont permis de concevoir un modèle approximatif de la charge.

La consommation électrique en Guadeloupe peut être divisée en fonction du type de charge, comme indiqué dans le diagramme de la Figure 6.8.

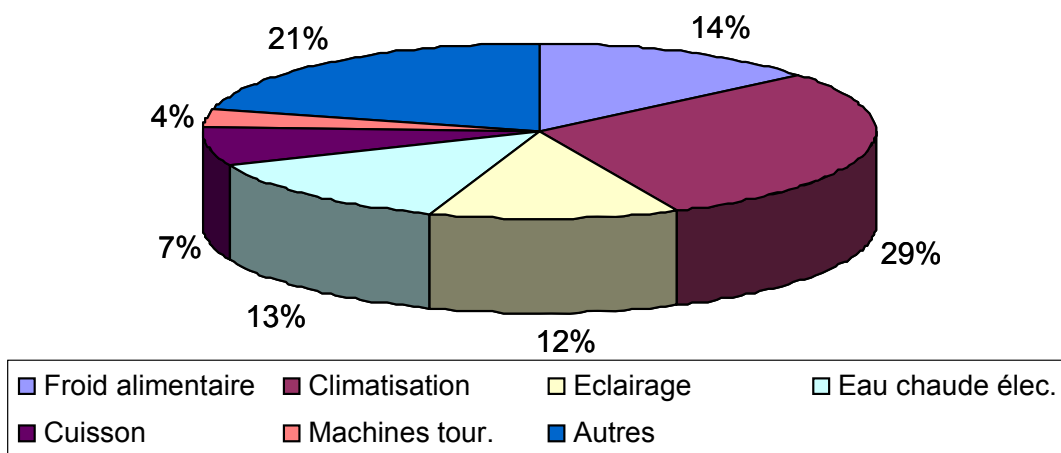


Figure 6.8 : Consommation électrique selon le type de charge

On peut diviser la consommation observée dans la Figure 6.8 en deux parties en fonction de l'utilisation ou non de moteurs.

La première partie correspond aux charges qui n'utilisent pas de moteurs. Elle est composée de l'éclairage, la cuisson, l'eau chaude sanitaire et la rubrique « autres » qui correspond principalement aux appareils électrodomestiques et à divers éléments ne disposant pas de moteurs. On a par conséquent un total de 53% de la charge composé de charges statiques sensibles à la tension et à la fréquence (cf. équations 4-2 et 4-3). Les coefficients α , β , γ et δ que nous prenons en compte sont égaux à 1,4 2,5 1 et -1 respectivement. Ces données ont été fournies par EDF R&D et sont proches des valeurs typiques des charges de type résidentiel et commercial [Kundur, 1994].

La deuxième partie de la charge est composée des charges à base de moteurs. Elle est composée de : la climatisation, le froid alimentaire et les machines tournantes. La somme de ces charges est égale à 47% de la charge totale du réseau. Elle va représenter la charge dynamique du réseau.

Nous représentons les charges dynamiques par des moteurs asynchrones. On considère que les moteurs fonctionnent à 80% de la puissance nominale et que le facteur de puissance est de 0,84. on définit les mêmes caractéristiques dynamiques pour tous les moteurs. Les paramètres qui déterminent ces caractéristiques dynamiques sont présentés dans le Tableau 6.2.

H [s]	Rs	Xs	Xm	Xr	Rr
0,34	0,0641	0,091	2,23	0,059	0,071

Tableau 6.2 : Paramètres des moteurs

Ces paramètres ont été fournis par EDF R&D et correspondent à des moteurs de petit taille [Kundur, 1994].

6.4 La production éolienne dans le réseau de Guadeloupe

Le vent régulier des alizés est favorable au développement de l'énergie éolienne dans la région. La Grande-Terre grâce à ses caractéristiques géographiques et géologiques est la partie la plus propice pour ce développement. En effet, il s'agit d'un plateau calcaire recevant très proprement les vents alizés qui soufflent d'est en ouest, du côté de Saint-François (cf. Figure 6.3). Les caractéristiques de la Basse-Terre (île montagneuse, accidentée, dominée par le volcan de la Soufrière et avec une végétation tropicale dense) ne favorisent par contre le développement éolien.

On compte actuellement 26,7 MW d'éolien installés en Guadeloupe. La plupart de cette production se trouve à l'est de la Grande-Terre. Il faut remarquer que cette puissance n'a jamais été atteinte en termes de production. La production éolienne maximale atteinte à ce jour culmine à 18 MW.

La régularité des vents peut être observée dans le Tableau 6.3 qui montre les mesures moyennes du vent réalisées dans le site Petit Canal (Grande-Terre) pour l'année 2006. On observe une bonne ressource tout le long de l'année. La moyenne pour cette année a été de 8,38 m/s.

Mois	Vit. moyenne du vent [m/s]
Janvier	10,88
Février	9,44
Mars	7,39
Avril	6,9
Mai	6,9
Juin	9,68
Juillet	10,29
Août	8,55
Septembre	5,96
Octobre	7,33
Novembre	7,2
Décembre	10,03
Moyenne	8,38

Tableau 6.3 : Vitesse du vent en Guadeloupe en 2006

Le vent qui traverse les parcs éoliens en Guadeloupe est le plus souvent de même niveau dans tous les parcs avec un léger décalage temporel. Le foisonnement est donc faible, phénomène qui peut être expliqué par la faible étendue géographique entre les parcs éoliens.

Un exemple montrant cette caractéristique est observé dans la Figure 6.9 pour la journée du 17/06/2006 et pour quatre parcs éoliens.

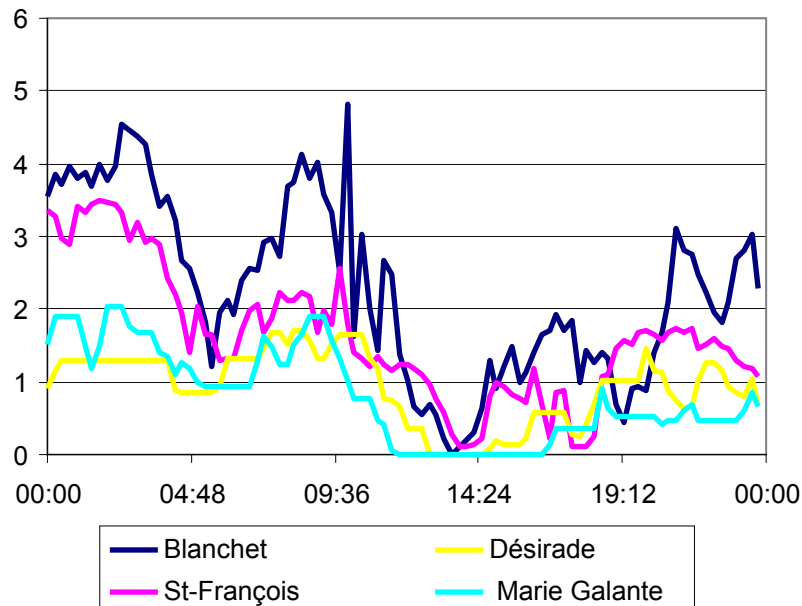


Figure 6.9 : Production éolienne 17/06/2006

6.5 Validation des modèles

Ce sous chapitre présente la validation du comportement statique et dynamique réalisée pour le modèle du réseau. Nous comparons le résultat de l'analyse du « load flow » avec les données de télémessures pour valider le comportement statique du modèle. La validation du comportement dynamique est réalisée par l'analyse du comportement du réseau lors de la perte d'un groupe de production.

6.5.1 Validation du modèle statique

Nous comparons ici les résultats statiques obtenus en simulation avec les données des fichiers de télémessure fournis par le gestionnaire du réseau. L'objectif de cette procédure est de valider notre modèle de simulation statique. Pour cela, nous avons récupéré les données déterminant le fonctionnement en régime permanent de deux journées quelconques choisis aléatoirement dans les données de télémessure. Nous présentons dans cette partie l'analyse d'une seule journée. Celle de la deuxième journée peut être observée dans l'annexe 9

Les données ont été représentées comme suit :

- *Nœuds PQ* : les nœuds "consommateurs" ainsi que ceux qui comptent des groupes de production qui ne peuvent pas contribuer au réglage de tension sont représentés par l'intermédiaire de nœuds du type "P,Q". En effet, les consommations ou productions active et réactive y sont connues et de plus on n'y dispose d'aucun moyen pour y maintenir une amplitude ou un déphasage de la tension ;
- *Nœuds PV* : les nœuds « producteurs » sont normalement du type « P,V ». Ces nœuds fixent la valeur de production de puissance active des unités de production et adaptent la puissance réactive des unités de production pour y maintenir une amplitude de tension déterminée ;
- *Nœud bilan ou slack bus* : le « Slack Bus » fixe la valeur de référence pour le calcul de la tension et de l'angle de la tension dans tous les autres nœuds. Il réalise également l'équilibre de la puissance active et réactive entre la production et la consommation plus les pertes dans le réseau.

6.5.1.1 Définition du scénario

Les données que nous allons analyser sont celles de la pointe de consommation de la journée du 26 avril 2006. Les données récupérées sont :

- *Nœuds PQ* : nous montrons dans le Tableau 6.4, la répartition des charges par poste source. La puissance présentée correspond à la somme des puissances traversant les transformateurs de chaque poste source. Dans le cas des postes sources Raizet et Petit Pérou (en italique) les données dont nous disposons correspondent aux courants des départs de distribution. Nous avons déterminé la puissance consommée en considérant un $\cos \phi$ égal à 0,95.

La troisième colonne du tableau indique la puissance réactive qui traverse les transformateurs dans chaque poste source. Elle correspond à la puissance réactive consommée par les charges moins la puissance réactive générée par les bancs capacitifs. Pour les postes sources Raizet et Petit Pérou nous ne disposons pas des valeurs (en italique). Nous avons estimé cette puissance en prenant en compte le courant des départs des bancs capacitifs et la puissance réactive de la charge (avec les mêmes considérations précédentes).

Poste	P [MW]	Q [Mvar]
Rivière sens	19,6	-5,50
B. Mahault	19,61	-3,67
Bouillante	4,72	1,86
Ste. Rose	13,41	3,84
Blanchet	18,3	10,10
Ste Anne	10,7	0,70
Besson	26,2	9,70
Capesterre	18,1	3,90
Raizet	14,04	2,26
Jarry-Sud	22,54	-1,48
St. François	8,8	-2,80
Petit Pérou	20,65	-4,64
Gardel	6,31	3,39
Total	203,00	17,66

Tableau 6.4 : Répartition de la consommation au niveau des postes sources (convention récepteur)

Le fait d'avoir pris en compte comme charge les puissances traversant les transformateurs de chaque poste source permet de ne pas tenir compte de la production connectée en distribution.

- *Nœuds PV* : Le Tableau 6.5 présente la puissance injectée au réseau (la consommation des auxiliaires est déjà pris en compte) et la tension fixée dans les nœuds du type « P,V ». Ces valeurs ont été obtenues de la télémessure.

	Production [MW]	Tension HTA [kV]
Diesel Péristyle	14,90	5,5
Géothermique	10,01	5,41
Bagasse-Charbon	51,17	10,96
TAC	16,64	11
Hydraulique	0	6,2
Diesel Jarry-Nord	106,46	5,56
Total PV	199,18	xxx

Tableau 6.5 : Répartition de la production et consigne de tension dans les nœuds « PV »

- *Slack Bus* : Nous avons considéré le nœud de connexion de la turbine diesel numéro 1 de Jarry-Nord comme « Slack Bus ». La valeur de tension de référence fixée dans ce nœud est de 5,53 kV avec un angle égal à 0°.

6.5.1.2 Résultats du « load flow »

Un « load flow » a été réalisé à partir des données précédentes. Les résultats de ce ‘load flow » sont les suivants :

- *Production de puissance réactive dans les nœuds PV* : La puissance réactive produite par les groupes de production de façon à atteindre les niveaux de tension fixés dans le Tableau 6.5 sont indiqués dans la deuxième colonne du Tableau 6.6. Ces valeurs sont comparées avec celles de la télémessure (troisième colonne).

	Q_{simu} [Mvar]	Q_{télém} [Mvar]
Géothermique	2,21	0,00
Charbon-Bagasse	7,26	6,31
TAC	3,16	10,73
Diesel Jarry-Nord	16,3	8,94
Total PV	28,93	25,98

Tableau 6.6 : Production de puissance réactive des unités de production (convention générateur)

- *Bilan de puissances* : La production de puissance active et réactive, dans le nœud bilan (Jarry-Nord 1), obtenues par simulation et celles de la télémessure sont montrées dans le Tableau 6.7.

	P_{télém} [MW]	P_{simu} [MW]	Q_{télém} [Mvar]	Q_{simu} [Mvar]
Jarry-Nord 1	17,28	6,35	2,17	2,7

Tableau 6.7 : Valeurs de P et Q obtenues pour le « Slack Bus »

Nous pouvons donc déterminer les productions totales de puissance dans le réseau. La puissance active est de 216,7 MW et de 205,8 MW d’après la télémessure et la simulation respectivement. La puissance réactive est de 28,1 Mvar d’après la télémessure et de 31,6 Mvar en simulation ;

- *Tension dans tous les nœuds HTB* : Les valeurs de tension obtenues sont présentées dans la Figure 6.10. Dans cette figure on présente d’abord la tension de la télémessure puis celle obtenu en simulation.

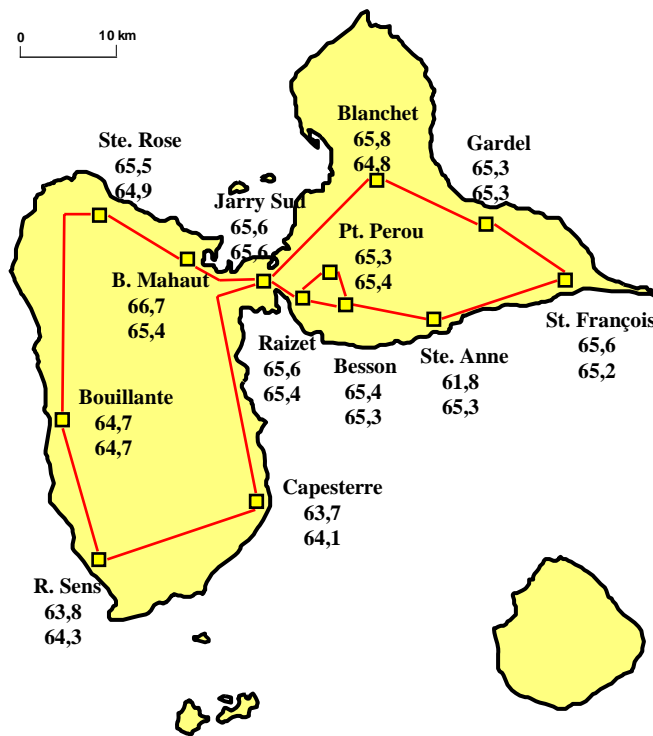


Figure 6.10 : Tension HTB Guadeloupe

6.5.1.3 Analyse des résultats

- Il y a une différence de 5% entre la production de puissance active totale des unités de production obtenue par simulation et par télémessure. Cette différence n'est pas normale mais peut être justifiée par le manque d'une ou plusieurs données de consommation dans la télémessure. En effet, si nous comparons la totalité de la charge (203 MW) avec celle de la production (216,46 MW) dans les données de la télémessure on observe une différence de 13,7 MW (6,6%). Cette différence est très grande et ne peut pas se justifier en tant que pertes dans le réseau de transport. Ces pertes sont de l'ordre de 2% (1,25% d'après la simulation) ;
- La puissance réactive totale produite par les groupes de production est de 28,1 Mvar d'après la télémessure. Celle obtenue par simulation est de 31,6 Mvar. On a donc une différence de 3,5 Mvar (11%). Cette valeur est élevée en pourcentage car les valeurs correspondent à la puissance réactive consommée par les charges moins la puissance réactive générée par les bancs capacitifs. Si nous prenons la consommation totale de puissance réactive du réseau (81 Mvar) l'erreur se réduit à 4,3%. Elle peut être expliquée par les motifs suivants : l'erreur de la mesure, des pertes plus élevées, etc. ;
- Les valeurs de tension obtenues par simulation et la tension des postes sources de St. François et Besson de la télémessure nous permettent de signaler un problème de

mesure de tension dans le poste source de Ste Anne. En excluant cette mesure, les différences entre les valeurs de tension varient entre -0,78% et 1,95% ;

- Les valeurs obtenus sont correctes et nous permettent de valider le comportement statique du réseau et d'utiliser par la suite ce modèle dans les simulations dynamiques.

6.5.2 Validation du modèle dynamique

Nous avons analysé dans le chapitre 4 le comportement des principaux groupes de production du réseau de Guadeloupe. Nous rappelons que les modèles de ces groupes ont été obtenus à partir d'essais réels réalisés par EDF et ils sont donc validés.

La validation du comportement dynamique du réseau complet est difficile à faire car une réalisation des essais dans le réseau est difficilement envisageable. La connaissance du comportement dynamique de l'ensemble du réseau est généralement acquise à partir d'enregistrements obtenus lors de l'occurrence d'incidents dans le réseau pendant l'exploitation. Malheureusement, nous n'avons pas obtenus des enregistrements d'incidents sur le réseau de Guadeloupe. Cependant, le retour d'expérience du gestionnaire du réseau nous a permis de connaître à peu près le comportement de ce type de réseaux lors d'un événement. En effet, nous avons obtenu l'enregistrement d'un comportement typique de la fréquence lors de la perte d'un groupe de production. Cet enregistrement a été réalisé dans un autre réseau du type insulaire également (cf. Figure 6.11).

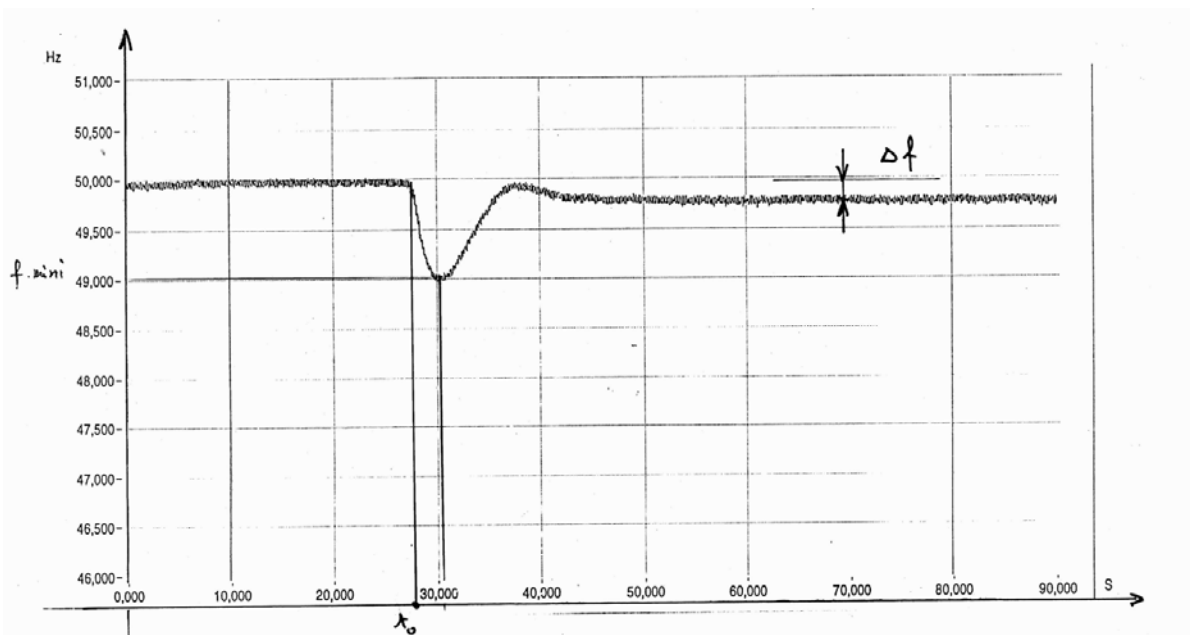


Figure 6.11 : Comportement typique de la fréquence lors de la perte d'un groupe

L'idée de présenter cet enregistrement de disposer d'un minimum d'information concernant le comportement en fréquence des réseaux insulaires. Nous sommes conscients que ce comportement va dépendre en grande partie d'autres informations dont nous ne disposons pas comme le type de groupe engagés, le nombre de groupes engagés, les réserves de puissance, etc.

Nous allons par la suite passer directement aux scénarii d'étude à cause à l'impossibilité de réaliser une validation précise. Cependant, nous pourrons vérifier que le comportement du réseau sera à peu près le même que celui de la Figure 6.11.

6.6 Etudes dynamiques sur l'intégration de la production éolienne dans le réseau de Guadeloupe

Le comportement dynamique du réseau de Guadeloupe en présence de production éolienne est analysé en prenant en compte la même méthodologie que nous avons utilisé dans le chapitre 4, soit :

- Analyse d'un premier scénario de référence dans lequel il n'y a pas de production éolienne ;
- Analyse d'un deuxième scénario de référence avec production éolienne qui ne participe à la régulation primaire de fréquence ;
- Comparaison des deux scénarii précédents avec le cas où l'éolienne participe au réglage de la fréquence.

Dans tous les cas, nous allons prendre en compte les conditions de fonctionnement les plus contraignantes lors de la perte d'un groupe. Il s'agit donc du creux de consommation car c'est à ce moment que l'inertie du réseau est la plus faible.

6.6.1 Définition des conditions de fonctionnement avant la perte du groupe

La consommation que nous allons prendre en compte au niveau des postes sources pendant le creux de consommation a été obtenue suite à un analyses des données typiques pendant cette période-là dans les fichiers de télémessure (cf. Tableau 6.8).

Poste source	Charge totale		Bancs capacitifs
	P [MW]	Q [Mvar]	Q [Mvar]
Rivière sens	13,44	6,9	7,7
B. Mahault	9,96	4,4	5,9
Bouillante	3,48	1,1	1,15
Ste. Rose	11,20	4,1	2,3
Blanchet	12,44	4,7	4,8
Ste Anne	7,47	3,2	2,2
Besson	17,42	6,9	6,79
Capesterre	7,47	2,5	2,4
Raizet	14,93	6,1	4,8
Jarry Sud	24,89	9,1	7,2
St. François	8,71	4,7	2,4
Petit Pérou	11,20	3,7	6,9
Gardel	3,73	1,2	0,0
Total	146,3	58,8	54,5

Tableau 6.8 : Répartition de la consommation et des bancs capacitifs

Nous considérons que les pertes de transport représentent 2% de la consommation (3 MW).

Le Tableau 6.8 montre également la compensation de puissance réactive que nous allons prendre en compte dans chacun des postes sources. La puissance réactive nécessaire pour l'équilibre production-consommation sera générée par les groupes de production.

Nous allons définir par la suite le plan de production. Notre objectif est d'avoir un taux de pénétration éolienne important dans le réseau, de l'ordre d'un tiers de la production totale. Nous allons considérer par conséquent un parc éolien de 54,4 MW.

L'événement à analyser sera la perte du groupe le plus puissant : un des deux groupes charbon-bagasse de la CTM. Nous rappelons qu'en creux de consommation ces groupes doivent fonctionner à des valeurs de production faible afin de réduire les risques de délestage en cas de perte du groupe. Le point de fonctionnement que nous allons considérer sera donc de 20 MW par groupe de production. Nous rappelons également que la réserve primaire de puissance de chacun de ces groupes est de 4 MW dû aux caractéristiques du process (cf. paragraphe 4.2.1.2).

Les groupes géothermiques et hydrauliques ne participent pas au réglage de fréquence. Les groupes géothermiques fonctionnent la plupart du temps à des valeurs très proches de la puissance nominale. Nous allons considérer qu'ils produisent 15 MW. La puissance produite par les groupes hydrauliques que nous allons considérer est de 3 MW.

En creux de consommation les groupes diesels de Péristyle génèrent à peu près 14 MW. C'est donc cette puissance que nous allons prendre en compte dans ce site de production. La réserve primaire de puissance de ces groupes sera donc de 2,2 MW.

Nous allons déterminer le nombre de groupes diesel qui devront être engagé à Jarry-Nord en considérant les éléments ci-dessus, une réserve de puissance qui doit être aux alentours de 22 MW en creux de consommation et un pourcentage des pertes de transport aux alentours de 2% (3 MW), soit :

- Consommation totale :
 $\text{Charge} + \text{pertes} = 146,3 + 3 = 149,3 \text{ MW}$
- Production totale sans diesels Jarry-Nord :
 $\text{Eolienne} + \text{Charbon} - \text{Bagasse} + \text{Géothermique} + \text{Diesel Péristyle} + \text{Hydraulique}$
 $54,4 + 2*20 + 15 + 14 + 3 = 126,4 \text{ MW}$
- Réserve totale :
 $\text{Charbon} - \text{Bagasse} + \text{Diesel Péristyle} = 2*4 + 2,2 = 10,2$
- Réserve manquante :
 $\text{Réserve nécessaire} - \text{Réserve totale} = 22 - 10,2 = 11,8 \text{ MW}$

Nous pouvons par conséquent déterminer le nombre de groupes à démarrer à Jarry-nord pour assurer à la fois l'équilibre production/consommation et la réserve.

- Production Jarry-Nord :
 $\text{Consommation total} + \text{Réserve manquante} - \text{Production sans Jarry-nord}$
 $149,3 + 11,18 - 126,4 = 34,7 \Rightarrow$ **Deux groupes de production**

Le Tableau 6.10 regroupe l'ensemble de ces données.

Nous nous retrouvons ici dans une problématique typique des réseaux faibles :

- Le démarrage de deux groupes à Jarry-nord (2*20,9) va conduire à des niveaux de réserve élevés (29,1 MW). Cela réduit les risques de délestage mais réduit également le rendement économique ;

- Le démarrage d'un seul groupe à Jarry-nord est possible seulement si l'on augmente la production d'autres groupes de production (charbon-bagasse par exemple). Le problème dans ce cas serait le non respect de règles de sécurité.

La première option qui garantit la sûreté du système est donc conservée au détriment de la performance économique.

Les conditions de fonctionnement avant la perte du groupe dans le cas où il n'y a pas de production éolienne dans le réseau sont similaires, sauf que les 54,4 MW de production éolienne doivent être remplacés par une production diesel à Jarry-Nord. Cette valeur correspond à deux groupes diesels plus 12,6 MW. Nous avons donc ajouté deux diesels de 20,9 MW et un autre de 12,6 MW afin que les scénarii soient comparables (cf. Tableau 6.9).

Pour compléter les indications sur les conditions de fonctionnement, nous soulignons que le statisme considéré pour tous les groupes de production qui participent à la régulation de fréquence est de 4%.

6.6.2 Scénario de référence 1

Nous allons d'abord réaliser une simulation sans production éolienne. Cette simulation nous permettra d'abord de comparer le comportement dynamique de la fréquence lors de la perte du groupe avec celui de l'enregistrement de la Figure 6.11. Puis, cette simulation sera prise en compte comme scénario de référence permettant de comparer le comportement du réseau avec production éolienne.

Les conditions de fonctionnement des groupes de production avant la perte du groupe de production sont celles du Tableau 6.9. Une partie de ces conditions ont été obtenues lors de l'analyse du « load flow ».

Groupe	Puissance Active		Réserve de puissance		Puissance réactive	
	MW	Pourcentage	MW	Pourcentage	Mvar	Pourcentage
Diesel JN	76,5	51,52%	19,7	13,27%	12	59%
Géothermique	15	10,10%	0	0,00%	0,00	0,0%
CTM	40	26,94%	8	5,39%	4,26	20,9%
Eolienne	0,0	0,00%	0	0,00%	0,00	0,0%
Diesel Péristyle	14	9,43%	2,2	1,48%	4,08	0,0%
Hydraulique	3	2,02%	0	0,00%	0,00	20,1%
Total	148,5	100,00%	29,1	20,13%	20,3	100,0%

Tableau 6.9 : Répartition de la production scénario sans éolienne

Les conditions de fonctionnement du Tableau 6.9 nous permettent déterminer que :

- Les pertes dans le réseau de transport sont égales 2,16 MW ;
- La consommation de puissance réactive de transformateurs et lignes est égale à 16 Mvar.

La Figure 6.12 présente le comportement dynamique de la fréquence du réseau et celui des groupes diesel pour le scénario de référence 1.

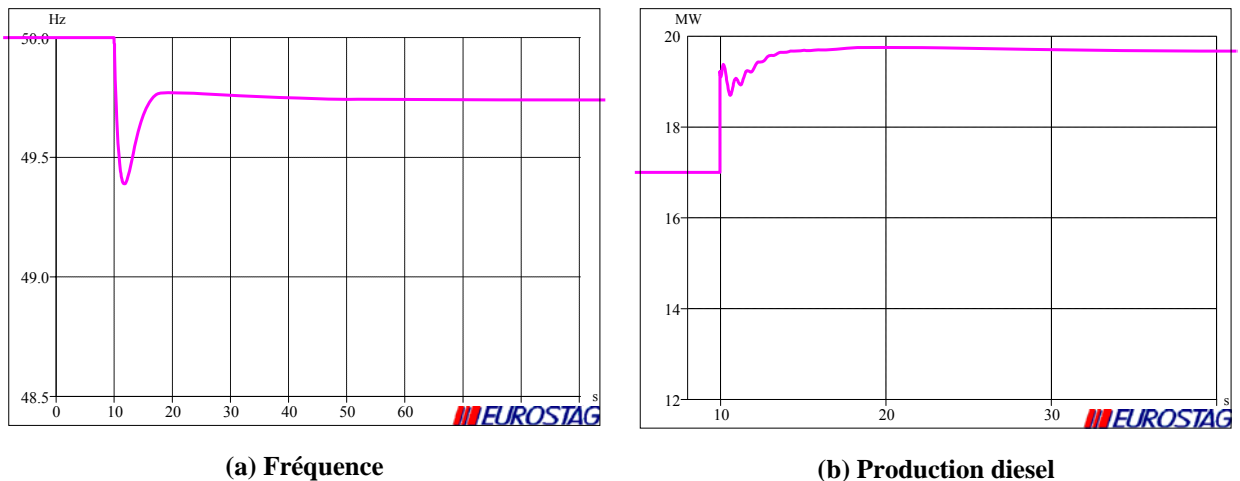


Figure 6.12 : Comportement dynamique du scénario de référence 1

Si nous comparons les résultats de la Figure 6.12 avec l'enregistrement de la Figure 6.11, nous pouvons souligner que :

- La dynamique des groupes de production du réseau de Guadeloupe est plus rapide que celle où l'enregistrement a été fait car la fréquence retrouve plus rapidement le nouveau régime permanent (8 s contre 12 s). Cette rapidité permet également réduire le creux de fréquence ;
- L'énergie réglante du réseau où l'enregistrement a été réalisé est plus importante car la perte de fréquence en régime permanent est plus faible (0,2 Hz contre 0,25 Hz).

L'énergie réglante du réseau de Guadeloupe est ici égale à 72,2 MW/Hz. Elle peut être calculée par l'équation (6-1) car le statisme de tous les groupes de production qui participent à la régulation de fréquence est identique.

$$K = \frac{1}{\delta} \frac{\sum P_{nom}}{f_{nom}} \quad (6-1)$$

Où : ΣP_{nom} : somme de puissance nominale de groupes participant à la régulation de fréquence = $32 + 4*20,9 + 12,6 + 3*5,4 = 144,4$ MW

δ : statisme = 4%

f_{nom} : Fréquence nominale = 50 Hz

Cette valeur d'énergie réglante conduit à une variation de fréquence de 0,28 Hz pour une perte de 20 MW de production. Il y a donc une différence de 30 mHz par rapport aux résultats de simulation qui sont justifiés par la variation de la charge à cause de la perte de fréquence.

6.6.3 Scénario de référence 2

Dans le scénario de référence 2 nous remplaçons 54,4 MW de la production diesel par production éolienne. La production éolienne ici ne participe pas à la régulation de fréquence. Les conditions de fonctionnement des groupes de production avant la perte du groupe de production dans ce cas sont présentées dans le Tableau 6.10.

Groupe	Puissance Active		Réserve de puissance		Puissance réactive	
	MW	Pourcentage	MW	Pourcentage	Mvar	Pourcentage
Diesel JN	25	16,51%	16,8	11,09%	14,5	50,3%
Géothermique	15	9,91%	0	0,00%	0,00	0,0%
CTM	40	26,42%	8	5,28%	10,26	35,6%
Eolienne	54,4	35,92%	0	0,00%	0,00	0,0%
Diesel Péristyle	14	9,25%	2,2	1,45%	4,08	14,2%
Hydraulique	3	1,98%	0	0,00%	0,00	0,0%
Total	151,4	100,00%	27	17,83%	28,8	100,0%

Tableau 6.10 : Répartition de la production scénario sans réserve éolienne

On observe dans le Tableau 6.10 que :

- Les pertes de puissance active du réseau de transport ont augmenté de 2,2 MW à 5,1 MW. Cela est normal car la plupart de la production éolienne est connectée à l'est de la Grande-Terre conduisant ainsi à un éloignement entre les zones de consommation et les zones de production ;

- La consommation de puissance réactive de transformateurs et lignes a augmenté également de 16 Mvar à 24,5 Mvar pour les mêmes circonstances expliquées ci-dessus.

Le comportement dynamique de la fréquence et celui des groupes diesel pour le scénario de référence 2 peuvent être observés dans la Figure 6.13.

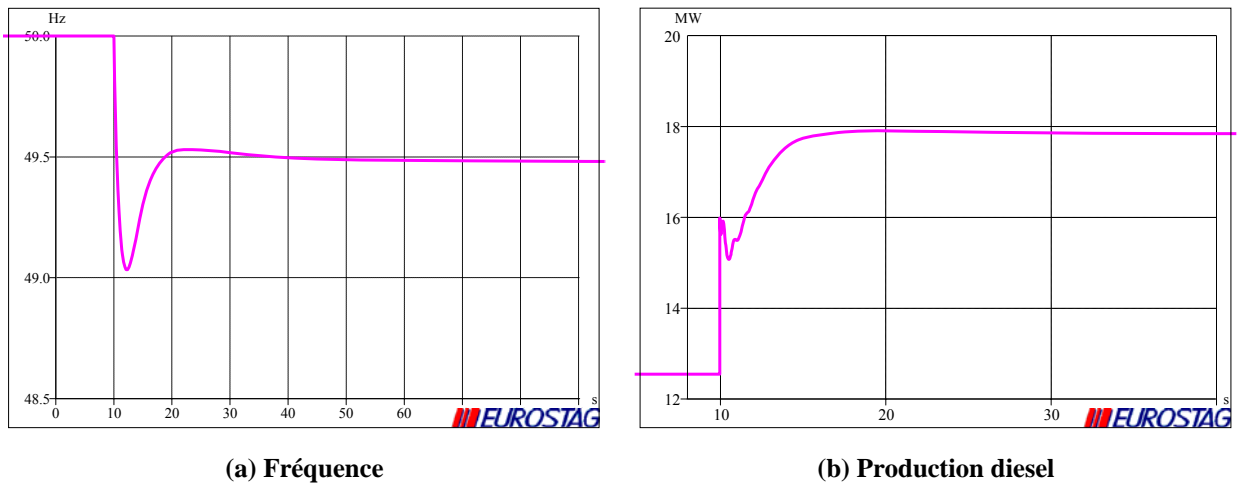


Figure 6.13 : Comportement dynamique de la fréquence du scénario de référence 2

Le creux de fréquence est dans ce cas égal à 49,03 Hz et le nouveau régime permanent de fréquence est de 49,5 Hz. On souligne que ces valeurs sont plus faibles par rapport au scénario de référence 1 alors que la réserve primaire est similaire. Nous rappelons que cela est expliqué par le fait qu'il y a moins de groupes qui participent à la régulation primaire de fréquence réduisant l'inertie et l'énergie réglante dans le réseau. L'énergie réglante vaut dans ce cas 45 MW/Hz, valeur qui devrait conduire à une perte de 0,44 Hz pour l'événement analysé. Or la elle est de 0,5 Hz qui s'explique par une saturation de la puissance libérée par la deuxième turbine charbon-bagasse.

6.6.4 Influence des différents types de commande de l'éolienne sur le comportement dynamique du réseau de Guadeloupe

Maintenant, nous considérons que la production éolienne participe à la régulation de fréquence en conservant une réserve de 15% la puissance disponible. Nous considérons à nouveau les deux possibilités de commande expliquées dans le chapitre 3 (cf. paragraphe 3.3).

- Contrôle de la puissance par action sur β ;

- Contrôle de la puissance par action sur le couple électromagnétique.

Le Tableau 6.11 décrit les conditions de fonctionnement des groupes de production.

Groupe	Puissance Active		Réserve de puissance		Puissance réactive	
	MW	Pourcentage	MW	Pourcentage	Mvar	Pourcentage
Diesel JN	32,73	21,68%	9,07	6,01%	13,8	50,5%
Géothermique	15	9,93%	0	0,00%	0,00	0,0%
CTM	40	26,49%	8	5,30%	9,44	34,6%
Eolienne	46,3	30,64%	8,2	5,41%	0,00	0,0%
Diesel Péristyle	14	9,27%	2,2	1,46%	4,08	14,2%
Hydraulique	3	1,99%	0	0,00%	0,00	0,0%
Total	151	100,00%	27,4	18,17%	27,3	100,0%

Tableau 6.11 : Répartition de la production scénario avec réserve éolienne 15%

Les pertes du réseau sont dans ce cas égales à 4,7 MW. La consommation de puissance réactive des lignes et transformateurs de 24 Mvar.

Les résultats obtenus lors de la simulation peuvent être observés sur la Figure 6.14.

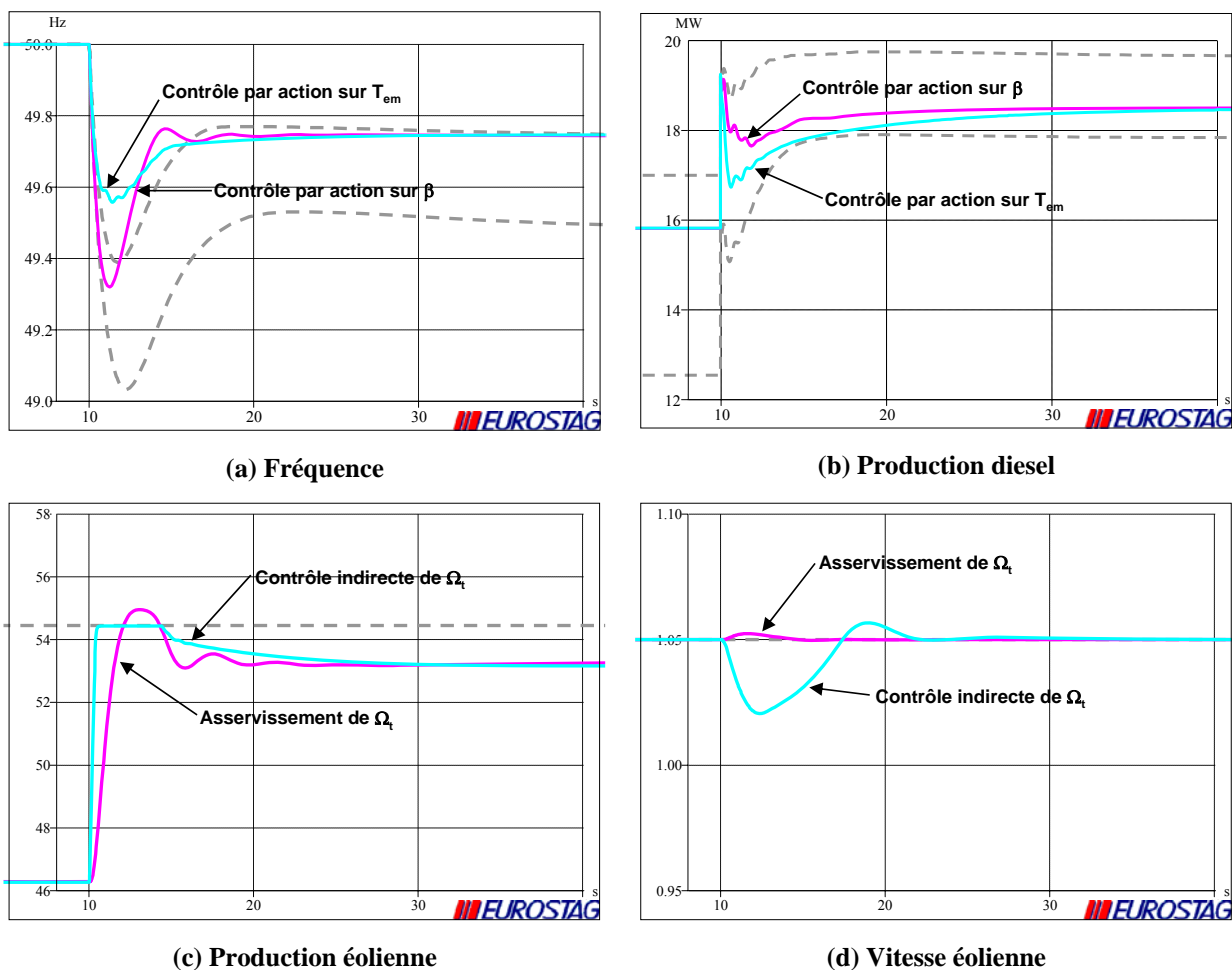


Figure 6.14 : Scénario creux de consommation (150 MW)

La comparaison entre les courbes de la Figure 6.14 montrent que :

- (a) Le comportement dynamique de la fréquence est amélioré, par rapport aux deux scénarii de référence, lorsque l'on contrôle la puissance électrique par l'intermédiaire du couple. On atteint dans ce cas un creux de fréquence de 49,6 Hz. Le contrôle de la puissance mécanique par l'intermédiaire de l'angle des pales permet d'avoir un comportement dynamique très proche du cas où il n'y a pas de production éolienne. Le creux de fréquence est dans ce cas seulement 70 mHz plus profond ;
- (b) La puissance électrique est libérée plus rapidement dans la commande par action sur le couple grâce au principe de fonctionnement. Cette libération rapide de puissance permet de réduire le creux de fréquence dans le réseau ce qui limite la variation de vitesse (donc l'apport inertiel) des groupes utilisant les machines synchrones. On note également une saturation de la production éolienne.
- (c) La vitesse de l'éolienne avec la commande par action sur l'angle des pales est contrôlée rapidement grâce à un contrôle direct par l'intermédiaire du couple électromagnétique. Dans le cas où c'est la puissance qui est contrôlée par le couple électromagnétique, on constate un comportement dynamique différent de celui constaté au chapitre 4 (cf. figure 4.11 (d)). Le dépassement ici se justifie par la dynamique lente du contrôle de pitch qui contrôle la vitesse de rotation de la turbine.

Le Tableau 6.12 résume les résultats du comportement dynamique de la fréquence.

	Creux de fréquence [Hz]	Régime permanent [Hz]
Scénario de référence 1	49,39	49,74
Scénario de référence 2	49,03	49,50
Contrôle par action sur T_{em}	49,56	49,74
Contrôle par action sur β	49,32	49,74

Tableau 6.12 : Synthèse des résultats de fréquence

6.6.5 Etude de l'influence de la période de consommation sur le comportement dynamique

Jusqu'ici, nous avons pris en compte le creux de consommation afin d'analyser le cas le plus contraignant. Nous allons maintenant réaliser les mêmes simulations en prenant en compte une consommation intermédiaire dans le réseau.

La consommation au niveau des postes sources sera dans ce cas celle du Tableau 6.13.

Poste source	Charge totale		Bancs capacitifs
	P [MW]	Q [Mvar]	Q [Mvar]
Rivière sens	17,5	9,4	14,4
B. Mahault	13,0	5,9	9,6
Bouillante	4,5	1,5	1,2
Ste. Rose	14,6	5,6	2,4
Blanchet	16,2	6,7	4,8
Ste Anne	9,7	3,4	3,6
Besson	22,7	10,2	9,6
Capesterre	9,7	3,2	2,4
Raizet	19,4	9,6	4,8
Jarry Sud	32,4	13,1	12
St. François	11,3	4,7	2,4
Petit Pérou	14,6	4,8	4,8
Gardel	4,9	1,6	0
Total	190,4	79,7	75

Tableau 6.13 : Répartition de la consommation et des bancs capacitifs

L'événement à analyser sera également la perte du groupe le plus puissant. Il s'agit du même groupe thermique qui fonctionne dans ce cas à 23 MW. Les conditions de fonctionnement avant l'occurrence de l'événement sont :

- Les groupes géothermiques et hydrauliques ne participent à la régulation de fréquence ;
- Le statisme des groupes participant à la régulation de fréquence est de 4% ;
- La somme de puissances nominales des groupes engagés est dans ce cas égale à 238,2 MW. La partie puissance qui ne peut pas être considérée dans la réserve primaire de puissance est égale à 10 MW ;

Les conditions de fonctionnement des groupes de production avant la perte du groupe de production pour le scénario de référence 1 (Réf.1), le scénario de référence 2 (Réf.2) et le cas où les éoliennes participent à la régulation de fréquence (β et T_{em}) sont celles du Tableau 6.14.

Groupe	Production [MW]			Réserve [MW]			Réactive [Mvar]		
	Réf. 1	Réf. 2	β et T_{em}	Réf. 1	Réf. 2	β et T_{em}	Réf. 1	Réf. 2	β et T_{em}
Diesel JN	111,4	59,7	67,7	26,6	23,92	15,92	22,3	29	27,9
Diesel Péristyle	15	15	15	1,2	1,2	1,2	4,1	4,1	4,1
CTM	46	46	46	8	8	8	7,64	12,1	11,2
Eolienne	0	54,4	46,3	0	0	8,2	0	0	0
Géothermique	15	15	15	0	0	0	0	0	0
Hydraulique	5	5	5	0	0	0	0	0	0
Total	192,4	195,1	194,9	35,8	33,1	33,3	34,1	45,3	43,2

Tableau 6.14 : Répartition de la production

On constate à nouveau une amplification des pertes avec l'augmentation de la production éolienne. Ce fait conduit à une réduction de la réserve de puissance car la puissance engagée est dans tous les cas similaire.

La Figure 6.15 présente les résultats de la simulation.

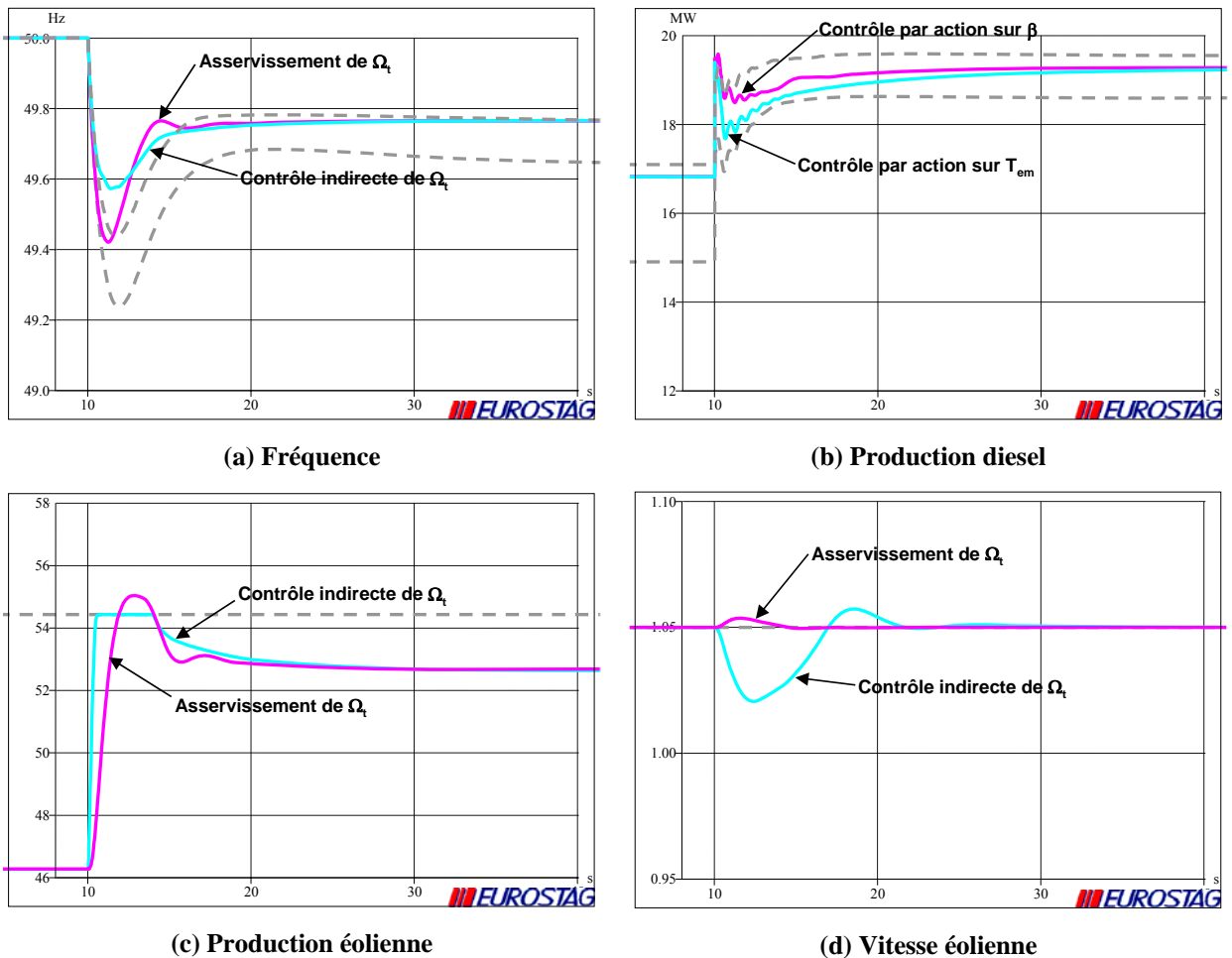


Figure 6.15 : Scénario de consommation intermédiaire (200 MW)

Les variations du comportement dynamique sont minimales sauf dans le cas où les éoliennes ne participent pas à la régulation de fréquence. En effet, la production du groupe le plus

important accroît avec l'augmentation de la consommation. Elle est passée dans ce cas de 20 à 23 MW ce qui veut dire une augmentation du 15%. D'autre part la production dans le réseau est passée de 150 à 194 MW (29%). Les avantages obtenus grâce à un plus grand nombre de groupes démarrés sont en grande partie minimisés par la perte d'une production plus importante.

Le creux de fréquence ici attend les valeurs suivantes : 49,44 Hz pour le scénario de référence 1, 49,23 Hz pour le scénario de référence 2, 49,58 Hz lorsque la puissance électrique de l'éolienne est contrôlée par le couple électromagnétique et 49,42 Hz si c'est la puissance mécanique qui est contrôlée par l'angle de calage des pales.

6.7 Conclusion

Le présent chapitre nous a permis d'analyser le comportement du réseau de Guadeloupe en présence d'une forte production éolienne. Nous avons étudié ce comportement en fonction de deux stratégies de commande différentes :

- Contrôle de la puissance mécanique de l'éolienne par action sur β ;
- Contrôle de la puissance électrique de l'éolienne par action sur le couple électromagnétique.

Soulignons que dans la commande par action sur β , la vitesse de rotation est rapidement contrôlée par l'intermédiaire du couple électromagnétique. Nous avons observé que la dynamique de la puissance électrique est dans ce cas plus lente mais le comportement global du réseau est très proche du cas où il y a seulement de la production conventionnelle.

La commande par action sur le couple électromagnétique permet de contrôler rapidement la puissance injectée au réseau afin de minimiser les variations de fréquence et limiter les risques de délestage de charge dans le réseau. Par contre, le contrôle de la vitesse avec cette stratégie de commande est plus lent. Ceci appelle une remarque importante et spécifique d'une production à connexion électronique sur le réseau. En effet, contrairement aux groupes de production classiques, la vitesse doit être contrôlée par une action de régulation. Le correcteur est basé sur un modèle où le couple électromagnétique est considéré comme une perturbation externe. Or, ici le fait de faire participer l'éolienne au réglage de la fréquence

induit des variations sur le couple électromagnétique de la perturbation qui ne peuvent pas être compensées par la régulation de vitesse ce qui peut induire des variations de vitesse assez importantes.

Conclusion générale et perspectives

Cette thèse a été réalisée dans le cadre d'une convention CIFRE entre l'Association Nationale de la Recherche et de la Technologie, le Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique de Puissance de Lille (L2EP) et ESTIA-Innovation avec le partenariat d'Electricité et Eau de Calédonie (EEC GDF Suez) et EDF Systèmes Energétiques Insulaires (EDF-SEI).

Le travail effectué dans ce mémoire avait comme objectifs d'analyser l'impact de la production éolienne dans les réseaux insulaires et de proposer des solutions permettant le développement de ce moyen de production dans ces régions.

Afin d'atteindre nos objectifs principaux, la première partie de ce mémoire a permis de mettre en évidence les principales caractéristiques des réseaux insulaires ainsi que des conditions techniques de raccordement de groupes de production à ce type de réseau. Nous avons également décrit les principales problématiques des réseaux insulaires.

Dans la deuxième partie deux stratégies de commande de l'éolienne ont été analysées : le contrôle indirect de la vitesse par action sur le couple électromagnétique et le contrôlée de la vitesse par action sur l'angle d'orientation de pales. Ces deux stratégies ont été implémentées en vue de faire participer l'éolienne au réglage de fréquence. La commande de l'éolienne a été implémentée également de façon à reconstituer un effet inertiel et à améliorer le comportement dynamique du système.

Des simulations réalisées sur le modèle d'un réseau faible nous ont permis d'étudier l'influence du choix et du paramétrage des stratégies de commande de l'éolienne sur le comportement dynamique du réseau. Ces premières simulations ont pu être réalisées sur Matlab Simulink grâce à la simplicité du réseau. Elles ont été par la suite validées sur EUROSTAG. Ainsi, nous avons préparé les modèles éoliennes implémentés pour être utilisés dans un réseau réel (celui de la Guadeloupe). Nous avons pu observer un comportement dynamique en fréquence du réseau correct lorsque l'éolienne participe au réglage de fréquence.

Nous avons analysé les problématiques de tension dans le réseau de distribution du Mont-Dore en Nouvelle Calédonie. Deux stratégies de commande de la puissance réactive ont été proposées afin de permettre une augmentation encore plus importante de la production éolienne dans ce réseau. La première stratégie de commande consiste à contrôler la puissance réactive par l'intermédiaire d'une consigne de facteur de puissance et la deuxième de la contrôler par l'intermédiaire d'une consigne de tension. Nous avons vu que ces deux techniques rendent possibles d'un point de vue technique l'augmentation de la production éolienne en limitant la tension dans le réseau. Cependant les transits de puissance réactive vont augmenter d'une façon importante les pertes dans le réseau.

Nous avons finalement étudié le comportement dynamique du réseau de Guadeloupe dans la dernière partie de ce rapport. Nous avons analysé le comportement en fréquence suite à la perte du groupe le plus puissant en présence d'une forte pénétration éolienne (35%). On a observé que la participation de la production éolienne au réglage de fréquence permet de conserver, voir d'améliorer, le comportement dynamique en fréquence du réseau, minimisant ainsi les risques de délestage.

L'ensemble de ces travaux peut être poursuivi principalement par des perspectives pouvant contribuer à une meilleure performance économique. Parmi les axes de travail envisageables nous considérons :

En ce qui concerne le plan de tension

- L'implémentation d'un réglage coordonné de tension entre les transformateurs régulateurs en charge et les dispositifs de régulation des parcs éoliens ;
- D'autres stratégies de commande de la tension plus complexes afin de limiter les pertes dans le réseau (contrôle de la puissance réactive avec des consignes variable par exemple).

En ce qui concerne la fréquence

- Une analyse économique du coût de la réserve éolienne ;
- Une étude sur la participation de la production éolienne au réglage de fréquence ensemble avec différents systèmes de stockage ;

- L'étude de l'impact du vent sur la stabilité en fréquence du réseau insulaire. Ceci supposerait d'avoir d'une part des données de vent assez précises et d'autre part les corrélations entre les niveaux de vent mesurés et les puissances délivrées par les parcs éoliens.

Références bibliographiques

- ACKERMANN T., ABBAD J., DUDURYCH I., ERLICH I., HOLTTINEN H., KRISTOFFERSEN J. ET SORENSEN P.; « European Balancing Act ». *Power and Energy Magazine, IEEE*, vol. 5(6), pages 90-103, 2007.
- ACKERMANN T. ET WILEY J.; *Wind power in power systems*. John Wiley Chichester, West Sussex, England, 2005.
- AKHMATOV V.; *Analysis of dynamic behaviour of electric power systems with. Large amount of wind power*. PhD thesis, Thèse de doctorat de l'Université Technique de Danemark, 2003.
- AKHMATOV V. ET KNUDSEN H.; « Large penetration of wind and dispersed generation into Danish power grid ». *Electric Power Systems Research*, vol. 77(9), pages 1228-1238, 2007.
- AKHMATOV V., KNUDSEN H. ET NIELSEN A.; « Advanced simulation of windmills in the electric power supply ». *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 22(6), pages 421-434, 2000.
- ANDERSON P. ET FOUAD A.; *Power System Control and Stability*. Jhon Wiley sons, INC, pages 658, 2003.
- BORNARD P., PAVARD M. ET TESTUD G.; « Réseaux d'interconnexion et de transport: réglage et stabilité ».
- CARTWRIGHT P., HOLDSWORTH L., EKANAYAKE J., JENKINS N., ACTIVITIES P.E., TD A. ET STAFFORD U.; « Co-ordinated voltage control strategy for a doubly-fed induction generator (DFIG)-based wind farm ». Dans *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, pages 495-502, 2004.
- CONCORDIA C. ET IHARA S.; « Load representation in power system stability studies ». *IEEE transactions on power apparatus and systems*, 1982.
- CRAPPE M. ET AL ; *Commande et régulation des réseaux électriques*. Hermès Science Publications, 2003.

- EDF ; *Référentiel technique de raccordement des installations de production d'électricité aux réseaux HTA et BT des zones non interconnectées*. EDF, 2007.
- EDF ; *Référentiel technique HTB :Relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement d'une installation de production d'énergie électrique au réseau public des Zones non interconnectées..* EDF, 2006.
- EDF ; *Insertion de production éolienne et photovoltaïque dans les réseaux publics des zones non interconnectées*. EDF, 2008.
- EIRGRID ; *EirGrid grid code version 3.1 May 2008*. EirGrid, 2008.
- EKANAYAKE J., HOLDSWORTH L. ET JENKINS N.; « Control of DFIG wind turbines ». *Power Engineer [see also Power Engineering Journal]*, vol. 17(1), pages 28-32, 2003.
- EKANAYAKE J. ET JENKINS N.; « Comparison of the Response of Doubly Fed and Fixed-Speed Induction Generator Wind Turbines to Changes in Network Frequency ». *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 19(4), pages 800-802, 2004.
- EL AIMANI S.; *Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension*. PhD thesis, Thèse de doctorat de l'Ecole Centrale de Lille et de l'USTL Lille, 2004, 2004.
- PARLEMENT EUROPEEN; *Directive sur les énergies renouvelables : accord entre députés et Présidence française*. Sur : http://www.europarl.europa.eu/pdfs/news/expert/infopress/20081209IPR44022/20081209IPR44022_fr.pdf, 2008.
- EWEA ; *Prioritising wind energy research: strategic research agenda of the wind sector*. EWEA, 2005.
- TSOURAKIS G.; « Eliminating Voltage Instability Problems by Using Wind Farms with Doubly Fed Induction Generators ». Dans *European wind energy conference EWEC, Athéna*s, pages -, 2006.
- GARDNER P., SNODIN H., HIGGINS A. ET MCGOLDRICK S.; « The Impacts of Increased Levels of Wind Penetration on the Electricity Systems of the Republic of Ireland and Northern Ireland: Final Report ». *Garrad Hassan and Partners Limited*, vol. 39, 2003.
- GARZULINO I.; *Taux maximal de pénétration éolienne dans les réseaux insulaires des DOMs*. Electricité de France EDF, HR-13/02/018/A, 1999.

- ESB NATIONAL GRID; « Voltage issues for wind turbine generators and wind farms ». Pages 41, 2006.
- CAMBLONG H.; *Minimisation de l'impact de perturbations d'origine éolienne dans la gestion de l'électricité, par des algorithmes ... vitesse variable*. December 2003.
- HANSEN A.D. ET MICHALKE G.; « Fault ride-through capability of DFIG wind turbines ». *Renewable Energy*, vol. 32(9), pages 1594-1610, 2007.
- HANSEN M.; *Aerodynamics of Wind Turbines*. Earthscan, 2007.
- HANSEN A.D., SORENSEN P., IOV F. ET BLAABJERG F.; « Centralised power control of wind farm with doubly fed induction generators ». *Renewable Energy*, vol. 31(7), pages 935-951, 2006.
- HEIER S.; *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*. John Wiley Sons, 1998.
- IEEE ; *IEEE Recommended practice for monitoring electric power quality*. IEEE Std.1159 TM-1995, 1995.
- IEEE ; « IEEE Std 421.5 - 2005 IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies ». *IEEE Std 421.5-2005 (Revision of IEEE Std 421.5-1992)*, pages 85, 2005.
- INSEE; *Recensement général de la population en Nouvelle-Calédonie – 2004*. INSEE, 2004.
- IOV F., HANSEN A.D., SORENSEN P.E. ET CUTULULIS N.A.; *Mapping of grid faults and grid codes*. Risø National Laboratory, 2007.
- SUSTAINABLE ENERGY IRELAND; *Operating reserve requirements as wind power penetration increases in the Irish electricity system*. Sustainable Energy Ireland, 2004.
- MORREN J.; « Ridethrough of wind turbines with doubly-fed induction generator during Voltage dip ». *IEEE*, pages -, 2006.
- KARISSON D. ET HILL D.; « Modelling and identification of nonlinear dynamic loads in power systems ». *IEEE Transaction on power systems*, vol. 9, 1994.
- KUNDUR P.; *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill Professional, 1994.
- LEDESMA P.; « Análisis dinámico de sistemas eléctricos con generación eólica ». PhD thesis, Thèse de doctorat de l'Université Carlos III de Madrid, pages 176, 2003.

- LESCHER F., CAMBLONG H., CUREA O. ET BRIAND R.; « LPV control of wind turbines for fatigue loads reduction using intelligent micro sensors ». Dans *American Control Conference, 2007. ACC'07*, pages 6061-6066, 2007.
- LYNGE T.; « Renewable Energy on Small Islands ». Dans *Denmark: Forum for Energy Development, FED*, pages -, 2000.
- MANWELL J., MCGOWAN J. ET ROGERS A.; « Wind Energy Explained ». *Details John Wiley Sons, 2002, ISBN 0-470-84612-7 Available at Secretariat Wind Energy, 5th floor, room LR 5.02*, 2002.
- MARGOTIN T.G.; *Etude du comportement dynamique du réseau de Guadeloupe : Règles de gestion de la réserve primaire et dimensionnement de la puissance unitaire des groupes futurs*. EDF RD, 1999.
- MARIN D., CAMBLONG H., GUILLAUD X. ET RODRIGUEZ M.; « Comparison of wind turbines technical regulations ». Dans *Industrial Technology, 2006. ICIT 2006. IEEE International Conference on*, pages 316-321, 2006.
- MARTIGNE H.; *Etude de l'insertion des moyens de production éoliens dans le réseau Corse*. Electricité de France EDF, 1999.
- MCARDLE J.; « Dynamic Modelling of Wind Turbine Generators and the Impact on Small Lightly Interconnected Grids ». *Wind Engineering*, vol. 28(1), pages 57-74, 2004.
- MEYER B., JEROSOLIMSKI M. ET STUBBE M.; « Outils de simulation dynamique des réseaux électriques ». *Techniques de l'ingénieur. Génie électrique*, no. D 4120, pages 4120-4120, 1998.
- MILLER N., SANCHEZ, J., PRICE W., DELMERIC R.; « *Dynamic modeling of GE 1.5 and 3.6 MW wind turbine-generators for stability simulation* ». Power Engineering Society General Meeting, 2003, IEEE. 2003.
- MINISTERE DE L'ECOLOGIE D.L.; *Grenelle Environnement : 50 mesures pour un développement des énergies renouvelables à haute qualité environnementale*. <http://www.legrenelle-environnement.fr/>, 2008.
- MINISTERE DE L'ECOLOGIE D.L.; *Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de*

production d'énergie électrique. Ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire, 2008.

MINISTERE DE L'ECONOMIE D.F.E.D.L.; *Arrêté du 10 juillet 2006 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent telles que visées au 2o de l'article 2 du décret no 2000-1196 du 6 décembre 2000*. Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, Juillet 2006.

MONTUREUX C.D.; *Prévisions des consommations électriques de la Guadeloupe : Rapport d'étude*. EDF RD, 2002.

MORREN J., DE HAAN S. ET FERREIRA J.; « Primary power/frequency control with wind turbines and fuel cells ». Pages 8, 2006.

MUNTEANU I., BRATCU A., CUTULULIS N. ET CEANGA E.; *Optimal control of wind energy systems: towards a global approach*. Springer, 2008.

ESB NETWORKS; *Distribution Code*. ESB Networks, 2007.

OSTERGAARD K.Z., BRATH P. ET STOUSTRUP J.; « Gain-scheduled Linear Quadratic Control of Wind Turbines Operating at High Wind Speed ». Dans *IEEE International Conference on Control Applications, 2007. CCA 2007*, pages 276-281, 2007.

COMMISSION ECONOMIQUE ET SOCIALE POUR L'ASIE ET LE PACIFIQUE; *Rapport de la Nouvelle-Calédonie sur le développement infrastructurel*. Gouvernement de la Nouvelle Calédonie, 2006.

PIERIK J., MORREN J., WIGGELINKHUIZEN E., DE HAAN S.V.E. ET BOZELIE J.; *Electrical and control aspects of offshore wind turbines II (Erao-2), Vol. 1: Dynamic models of wind farms*. Technical report ECN-C-04-050, ECN, 2004.

REAL DECRETO 436/2004 D.I.D.M.; *por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*. 2004.

ROMERO I.; *Dynamic Power System Load -Estimation of Parameters from Operational Data*. Lund Institute of Technology, PhD thesis, Thèse de doctorat de l'Université de Lund, pages 259, 2005.

ROY S., MALIK O. ET HOPE G.; « Adaptive control of speed and equivalence ratio dynamics of adiesel driven power-plant ». *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 8(1), pages 13-19, 1993.

RTE ; *Référentiel technique de RTE*. RTE, 2005.

SEMAN S., NIIRANEN J., KANERVA S. ET ARKKIO A.; « Analysis of a 1.7 MVA doubly fed wind-power induction generator during power systems disturbances ». *NORPIE 2004*, pages 14-16, 2004.

SEMAN S., NIIRANEN J., KANERVA S., ARKKIO A. ET SAITZ J.; « Performance Study of a Doubly Fed Wind-Power Induction Generator Under Network Disturbances ». *IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION EC*, vol. 21(4), pages 883, 2006.

SHAFFER J., POWER F., CO L. ET MIAMI F.; « Air conditioner response to transmission faults ». *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 12(2), pages 614-621, 1997.

UCTE ; « *Policy 1: Load-Frequency Control and Performance* ». Handbook Policy, U.O., UCTE, 2004

UCTE ; *Statistics de production de l'année 2006*. UCTE, <http://www.ucte.org/resources/dataportal/statistics/production/>, Janvier 2007.

VERGNET ; *Plaquette GEV HP 1MW*.

http://www.vergnet.fr/images/stories/pdf/FR/documents/Plaquette_HP-FR.pdf, 2008.

WIND T.; « Wind turbines offer new voltage control feature ». *Power engineering(Barrington, IL.)*, vol. 103(9), pages 54-56, 1999.

Annexes

Confidentiel