HAL
open science

Evaluation de la Performance des Réglages de Fréquence des Eoliennes à l'Echelle du Système Electrique : Application à un Cas Insulaire

Ye Wang

To cite this version:

Ye Wang. Evaluation de la Performance des Réglages de Fréquence des Eoliennes à l'Echelle du Système Electrique : Application à un Cas Insulaire. Autre. Ecole Centrale de Lille, 2012. Français. NNT : 2012ECLI0027 . tel-00778698

HAL Id: tel-00778698

https://theses.hal.science/tel-00778698v1

Submitted on 21 Jan 2013

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 : 202

ECOLE CENTRALE DE LILLE

THESE

Présentée en vue
d'obtenir le grade de

DOCTEUR

Spécialité : Génie Electrique

par

Ye WANG

DOCTORAT DELIVRE PAR L'ECOLE CENTRALE DE LILLE

Titre de la thèse :

Evaluation de la Performance des Réglages de Fréquence des Eoliennes à l'Echelle du Système Electrique : Application à un Cas Insulaire

En vue d'une soutenance le 20 novembre 2012 devant le jury d'examen :

Président	*Jean Paul HAUTIER, Professeur, Arts et Métiers ParisTech*
Rapporteur	*Yvon BESANGER, Professeur, Institut National Polytechnique de Grenoble, G2Elab*
Rapporteur	*Julio USAOLA GARCIA, Professeur, Universidad Carlos III de Madrid, Espagne*
Examinateur	*Jacques LOBRY, Professeur, Université de Mons, Faculté Polytechnique, Belgique*
Examinateur	*Georges KARINIOTAKIS, Dr., Ingénieur Chercheur, Mines ParisTech, CEP*
Examinateur	*Herman BAYEM, Dr., Ingénieur Chercheur, EDF Recherche et Développement*
Membre invité	*Stéphane BISCAGLIA, Dr., Expert Réseaux Intelligents et Stockage, ADEME*
Directeur de thèse	*Bruno FRANCOIS, Professeur, Ecole Centrale de Lille, L2EP*
Co-directeur de thèse	*Xavier GUILLAUD, Professeur, Ecole Centrale de Lille, L2EP*

Thèse préparée au Laboratoire d'Electrotechnique et Electronique de Puissance
L2EP – EA2697 – Ecole Centrale de Lille
Ecole Doctorale Sciences Pour l'Ingénieur – 072
PRES Université Lille Nord-de-France

Remerciements

J'aimerais en tout premier lieu témoigner ma reconnaissance à tous ceux qui ont contribué à ce projet de thèse que j'ai vécu comme une formidable expérience. Les travaux présentés dans ce qui suit ont été réalisés en étroite collaboration entre le Laboratoire d'Électrotechnique et d'Électronique de Puissance de Lille (L2EP) et EDF Recherche et Développement (EDF R&D), département Économie, Fonctionnement et Études des Systèmes Énergétiques (EFESE). Et ils ont été soutenus financièrement par l'allocation de recherche cofinancée par EDF R&D et l'Agence de l'Environnement et De la Maîtrise de l'Énergie (ADEME). Toute ma gratitude à ces organismes.

Je suis très reconnaissant envers mes directeurs de thèse, Messieurs les Professeurs Bruno FRANCOIS et Xavier GUILLAUD qui, par leur encadrement, leurs conseils précieux et leur relecture attentive, ont su accompagner et diriger le présent travail avec le sérieux et la compétence qui les caractérisent. Le projet de thèse a pu être mené à bien grâce à leur appui scientifique, administratif et moral tout au long de ces trois années.

Je présente mes chaleureux remerciements à Messieurs Jérôme DUVAL et Herman BAYEM, qui ont supervisé avec grand intérêt ce travail du coté EDF R&D, pour leur disponibilité, leurs encouragements ainsi que les conseils judicieux qu'ils m'ont prodigués dans toutes les discussions.

Mes remerciements s'adressent également à Monsieur Stéphane BISCAGLIA, expert « Réseaux Intelligents et Stockage » à l'ADEME, et Monsieur Julien PESTOURIE, chef du groupe « Fonctionnement des Systèmes Electriques et Raccordement » (R12) à EDF R&D, pour leur participation à l'encadrement de mes travaux, leur écoute et les commentaires qu'ils ont formulés à chaque comité de pilotage semestriel.

Je tiens à témoigner ma gratitude à Monsieur le Professeur Jean Paul HAUTIER, de l'Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, pour le grand honneur qu'il m'a fait en acceptant de présider le jury de ma thèse.

J'exprime mes vifs remerciements à Messieurs les Professeurs Julio USAOLA GARCIA, de l'Université Carlos III de Madrid, et Yvon BESANGER, de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, qui m'ont honoré en acceptant la charge de rapporter la présente thèse et de participer au jury de ma soutenance.

Je voudrais remercier Monsieur Jacques LOBRY, Professeur de l'Université de Mons, et Monsieur Georges KARINIOTAKIS, Ingénieur Chercheur de Mines ParisTech, pour avoir bien voulu accepter d'évaluer mon travail et de faire partie de mon jury en tant qu'examinateurs.

Mes chaleureux remerciements vont également à Messieurs Frédéric COLAS et Rijaniaina Njakasoa ANDRIAMALALA (L2EP), sans qui l'expérimentation sur la plateforme « Energies Réparties » n'aurait pu démarrer.

Le projet doctoral a également bénéficié de la participation de Messieurs Yves BARLIER et Jean LACOSTE (EDF SEI). Les données et les mesures qu'ils m'ont fournies m'ont permis de réaliser l'étude de cas portant sur l'archipel de la Guadeloupe. Qu'ils trouvent ici l'expression de mes vifs remerciements.

En outre, j'ai eu la chance de conduire ces recherches dans deux ambiances de travail différentes mais toutes les deux très conviviales au L2EP à l'Ecole Centrale de Lille et au département EFESE à EDF R&D. Je tiens à rendre hommage à l'esprit d'équipe et à l'ambiance cordiale qui règne dans ces deux endroits et à exprimer à tous leurs membres mes remerciements les plus sincères.

Ces remerciements ne seraient pas complets sans une pensée envers ma famille et mes amis, qui ont toujours su être là pour m'encourager et me soutenir chaque fois quand j'en avais besoin. Enfin, un grand merci à mes parents et à Minzhi, ma compagne, votre présence est, pour moi, la force de continuer inépuisable !

A Yumei, ma mère,

A Facheng, mon père,

A Minzhi, ma compagne,

Table des matières

Table des matières 7
Liste des figures 11
Liste des tableaux 15
Introduction générale 17
Chapitre 1. Production éolienne et systèmes électriques faibles 21
1.1. Introduction 21
1.2. Développement de la filière éolienne 22
1.2.1. Politique favorable au développement des énergies renouvelables 22
1.2.2. Eolien : énergie en plein essor 22
1.3. Technologies des systèmes éoliens 24
1.3.1. Eoliennes à vitesse de rotation fixe 24
1.3.2. Eoliennes à vitesse de rotation variable 25
1.3.3. Conclusion sur les différentes structures d'éolienne 26
1.4. Spécificités des réseaux insulaires et intégration des éoliennes dans le système électrique 27
1.4.1. Principales caractéristiques des réseaux non-interconnectés 27
1.4.2. Défi des gestionnaires de réseaux face à la croissance des éoliennes 29
1.4.3. Exigence de la participation des éoliennes au réglage de fréquence 33
1.5. Réglage de fréquence et comportement dynamique du système électrique 35
1.5.1. Principe du réglage de fréquence et nécessité 35
1.5.2. Réglage primaire de fréquence 36
1.5.3. Caractérisation des régimes transitoires de fréquence pendant le réglage primaire 39
1.5.4. Réglage secondaire et tertiaire de fréquence 42
1.5.5. Performance du réglage de fréquence et spécificités en milieu insulaire 43
1.6. Conclusion 44
Chapitre 2. Impact sur le réglage primaire de fréquence de l'intégration de la production renouvelable passive en milieu insulaire 47
2.1. Introduction 47
2.2. Impact statique sur le placement de la réserve 48
2.2.1. Règles générales pour définir un plan de production 48
2.2.2. Problématiques liées à l'insertion massive de la production renouvelable passive 49
2.3. Impact dynamique sur l'inertie du système électrique 50
2.3.1. Positionnement du problème 51
2.3.2. Retours d'expérience sur les réseaux à fort taux de pénétration des éoliennes 51
2.4. Présentation de l'étude de cas 53
2.4.1. Présentation du modèle du réseau de Guadeloupe 53
2.4.2. Description des scénarii et des hypothèses d'étude 58
2.4.3. Résultats de simulation 61

2.4.4. Limites de l'extension de l'étude aux grands systèmes électriques 64
2.5. Impact de la variabilité de l'éolien sur le minimum requis théorique de réserve primaire 65
2.5.1. Dimensionnement de la réserve primaire 65
2.5.2. Variabilité de la production éolienne Guadeloupéenne 66
2.5.3. Impact sur la réserve primaire minimale requise 69
2.5.4. Remarques sur la variabilité de la charge nette 71
2.6. Conclusion 73
Chapitre 3. Adaptation de la commande des éoliennes à vitesse variable en vue de la participation au réglage de fréquence 75
3.1. Introduction 75
3.2. Modélisation d'une éolienne à vitesse variable 76
3.2.1. Modélisation du système aérodynamique 76
3.2.2. Modélisation du système mécanique 78
3.2.3. Modélisation du système d'orientation des pales 82
3.2.4. Modélisation du système électrique 82
3.2.5. Bilan de la modélisation 83
3.3. Objectifs de la commande des éoliennes à vitesse variable 83
3.4. Principe du fonctionnement en mode « réserve » 84
3.4.1. Rappel sur les zones de fonctionnement classiques 84
3.4.2. Points de fonctionnement en mode « réserve » 86
3.5. Organisation du dispositif de la commande 87
3.6. Commande de la vitesse de la turbine par orientation des pales 89
3.6.1. Commande linéarisée classique adaptée pour une puissance réduite 89
3.6.2. Commande par inversion du modèle 92
3.6.3. Evaluation des performances de la commande 94
3.7. Conclusion 98
Chapitre 4. Etudes des performances dynamiques du réglage de fréquence 101
4.1. Introduction 101
4.2. Synthèse de l'état de l'art sur l'inertie synthétique et problématiques 102
4.2.1. Potentiel de fourniture en énergie cinétique 102
4.2.2. Principe de fonctionnement de l'inertie synthétique et problématiques 104
4.3. Implémentation de l'inertie synthétique 106
4.4. Impact du point de fonctionnement initial sur l'inertie synthétique 108
4.4.1. Description des scénarii de simulation 108
4.4.2. Comportement dynamique pour différents points de fonctionnement 110
4.5. Caractérisation de la performance de l'inertie synthétique 112
4.5.1. Analyse théorique 112
4.5.2. Plage de variation de l'émulation inertielle 113
4.5.3. Impact de la limitation de la variation temporelle de puissance électrique 116
4.6. Principe de fonctionnement et implantation du réglage primaire 118
4.7. Analyse de la contribution des éoliennes au réglage de fréquence par simulations dynamiques 120
4.7.1. Application du réglage primaire des éoliennes au réseau de Guadeloupe 120
4.7.2. Bilan de contribution et potentiel du réglage combiné 122
4.8. Conclusion 125

Chapitre 5. Impact de la variabilité et de l'erreur de prévision sur le potentiel du réglage primaire des éoliennes ... 127
5.1. Introduction ... 127
5.2. Potentiel de placement de la réserve instantanée ... 128
5.2.1. Définition des stratégies du placement ... 128
5.2.2. Mesure de la réserve instantanée disponible pour le gestionnaire ... 129
5.2.3. Application aux fermes éoliennes sur le réseau de Guadeloupe ... 131
5.3. Comparaison des stratégies de placement ... 136
5.3.1. Quantification de la réserve sur une durée de fonctionnement ... 136
5.3.2. Potentiel de réserve sur le temps « nécessaire » du placement ... 138
5.3.3. Intérêts de la combinaison des stratégies ... 141
5.4. Prise en compte de l'erreur de prévision dans le placement de la réserve ... 143
5.4.1. Méthodologie retenue pour le placement de la réserve ... 143
5.4.2. Prise en compte d'une prévision infrajournalière ... 144
5.4.3. Résultats et discussions ... 146
5.5. Caractérisation de l'énergie réglante ... 149
5.5.1. Calcul de l'énergie réglante éolienne ... 149
5.5.2. Détermination du statisme éolien ... 152
5.6. Conclusion ... 155
Conclusion générale ... 157
Références bibliographiques ... 161
Annexe 1 : Données principales de l'éolienne modélisée ... 171
Annexe 2 : Adaptation de la commande linéarisée classique ... 173
A2.1. Notations et définitions ... 173
A2.2. Linéarisation de l'expression du couple aérodynamique ... 174
A2.3. Linéarisation de l'expression du couple électromagnétique ... 176
A2.4. Linéarisation du système à commander ... 177
Annexe 3 : Méthode d'inversion de la table C_p ... 179
Annexe 4 : Implémentation du modèle éolien sous Eurostag ... 181
Annexe 5 : Initialisation du modèle éolien ... 183
Annexe 6 : Présentation du banc expérimental ... 185

Liste des figures

Figure 1-1. Capacité éolienne installée dans le monde [SER12] 23
Figure 1-2. Eolienne basée sur une machine asynchrone directement couplée au réseau..... 24
Figure 1-3. Caractéristique d'une éolienne à vitesse fixe avec décrochage aérodynamique 24
Figure 1-4. Eolienne à vitesse variable basée sur une machine asynchrone à double alimentation. 25
Figure 1-5. Eolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone à grand nombre de paires de pôles..... 26
Figure 1-6. Profil de tension le long d'une ligne de distribution en présence des producteurs éoliens 30
Figure 1-7. Caractéristique statique puissance/fréquence pour les éoliennes en Irlande [EIR11] ... 34
Figure 1-8. Fonctionnement avec réserve pour les éoliennes en Danemark [ENE04-2] 34
Figure 1-9. Principe du contrôle de la puissance mécanique (représentation en p.u.) 37
Figure 1-10. Caractéristique statique du réglage primaire de fréquence d'un groupe conventionnel 38
Figure 1-11. Comportement dynamique de la fréquence suite au déclenchement d'un groupe 40
Figure 2-1. Plan de production d'un système insulaire à fort taux de pénétration 50
Figure 2-2. Réseau HTB et postes sources de la Guadeloupe 54
Figure 2-3. Parc de production et origine de l'électricité de la Guadeloupe en 2010 55
Figure 2-4. Exemple de programme de marche journalier du parc Guadeloupéen 57
Figure 2-5. Quantité de réserve constituée avant l'incident 61
Figure 2-6. Fréquence du réseau durant la première seconde après l'incident 63
Figure 2-7. Gradient de fréquence mesuré au moment du défaut 63
Figure 2-8. Comportement dynamique de la fréquence 63
Figure 2-9. Ecart de fréquence maximal en fonction du taux de pénétration..... 63
Figure 2-10. Comportement dynamique de la production du groupe Diesel JN01 64
Figure 2-11. Profils de production éolienne journaliers 67
Figure 2-12. Variabilité de la production éolienne..... 67
Figure 2-13. Variabilité de la production éolienne (zoom dans la zone « 99% - 100% des cas ») .. 68
Figure 2-14. Synoptique de la démarche pour la détermination de la puissance installée critique .. 70
Figure 2-15. Variabilité 15min de la charge nette du réseau de Guadeloupe pour différentes puissances éoliennes installées 71
Figure 2-16. Evolution de la variabilité 15min de la charge nette (dans 99% des cas) avec la puissance éolienne installée 72
Figure 3-1. Structure d'une éolienne 76
Figure 3-2. Courbes de C_p en fonction de λ et β 78
Figure 3-3. Modèle à deux masses du système d'entraînement mécanique d'une éolienne à vitesse variable 78

Figure 3-4. Modèle à deux masses du système d'entraînement mécanique ramené sur l'arbre basse vitesse 78
Figure 3-5. Schéma blocs des systèmes aérodynamique et mécanique 81
Figure 3-6. Zones de fonctionnement classiques d'une éolienne : évolution de la vitesse de rotation, de de la puissance électrique et de l'angle d'orientation des pales en fonction de la vitesse du vent 84
Figure 3-7. Evaluation de la puissance maximale disponible en fonction de la vitesse de la turbine sous différentes vitesses du vent 86
Figure 3-8. Modèle éolien et la commande associée 88
Figure 3-9. Boucle ouverte de la commande linéarisée 90
Figure 3-10. Représentation par schéma bloc de la commande linéarisée 91
Figure 3-11. Evolution du gain du correcteur suivant le point de fonctionnement 92
Figure 3-12. Représentation par schéma bloc de la commande par inversion du modèle 93
Figure 3-13. Comparaison de la performance de la commande linéarisée et la commande par inversion du modèle avec une vitesse du vent élevée 95
Figure 3-14. Comportement de l'éolienne face à un échelon de puissance de référence commandée par inversion du modèle (vent faible) 96
Figure 3-15. Comportement de l'éolienne face à un échelon de puissance de référence et de vitesse du vent commandée par inversion du modèle 97
Figure 3-16. Synoptique de la conception de la loi de commande de la vitesse 99
Figure 4-1. Intégration des contrôleurs de réglage de fréquence 107
Figure 4-2. Contrôleur de l'inertie synthétique 108
Figure 4-3. Comportement de l'éolienne contribuant à l'inertie synthétique ((a), (b), (c) à pleine charge et (d), (e), (f) en charge partielle) 111
Figure 4-4. Comportement en fréquence sans et avec le réglage inertiel 114
Figure 4-5. Ecart de la fréquence minimale par rapport au cas de référence 114
Figure 4-6. Puissance envoyée par les éoliennes à vitesse variable fonctionnant en charge partielle 114
Figure 4-7. Evolution de la vitesse de rotation d'une éolienne fonctionnant en charge partielle 114
Figure 4-8. Impact de la limitation de la variation temporelle de puissance électrique 117
Figure 4-9. Impact de la valeur de la limitation $(dP/dt)_{max}$ sur la fréquence 118
Figure 4-10. Contrôleur du réglage primaire 119
Figure 4-11. Fréquence du réseau et comportement dynamique de la turbine éolienne sans et avec le réglage primaire 122
Figure 4-12. Contribution des réglages de fréquence fournis par les éoliennes (pleine charge) 123
Figure 4-13. Contribution des réglages de fréquence fournis par les éoliennes (charge partielle) 124
Figure 4-14. Comportement dynamique de l'éolienne avec l'activation du réglage combiné (charge partielle) 124
Figure 5-1. Principe de fonctionnement des stratégies du placement 129
Figure 5-2. Exemple de la prise en compte de la variabilité dans le placement de la réserve (sur les pas 30min et 15min respectivement) : application de la stratégie proportionnelle 130
Figure 5-3. Variabilité 15min de la production éolienne à l'échelle d'une ferme et sur l'ensemble des fermes raccordées 131
Figure 5-4. Monotone de la réserve éolienne instantanée et du productible effacé sur la ferme agrégée au pas 1/2h (stratégie proportionelle) 133

Figure 5-5. Monotone de la réserve instantanée disponible sur les trois fermes éoliennes et sur la ferme agrégée (stratégie « bande constante ») 134
Figure 5-6. Monotone de la réserve éolienne instantanée en fonction du pas de temps retenu ((a) stratégie proprotionnelle ; (b) stratégie « bande constante »)..... 135
Figure 5-7. Monotone de la réserve éolienne instantanée disponible constituée sur la ferme agrégée pour les deux stratégies du placement..... 137
Figure 5-8. Stratégie « combinée » proposée..... 142
Figure 5-9. Monotone de la réserve instantanée disponible avec la stratégie « combinée »..... 142
Figure 5-10. Processus de programmation de la réserve sur le parc éolien 144
Figure 5-11. Prise en compte de l'erreur de prévision sur une journée pour la ferme agrégée..... 146
Figure 5-12. Monotone de la réserve éolienne (programmée et réalisée) avec la stratégie proportionnelle ((a) prévision H-3 ; (b) prévision H-1) 147
Figure 5-13. Monotone de la réserve éolienne (programmée et réalisée) avec la stratégie « bande constante » ((a) prévision H-3 ; (b) prévision H-1)..... 147
Figure 5-14. Caractéristique statique du réglage primaire de fréquence ((a) groupe conventionnel ; (b) turbine éolienne)..... 150
Figure 5-15. Caractérisation de l'énergie réglante minimale requise ((a) application de la stratégie proportionnelle ; (b) application de la stratégie « bande constante »)..... 153
Figure A3-1. Procédure d'inversion de la table C_p ((a) Tranche de C_p pour $\lambda=\lambda_i$. (b) Inversion de la fonction polynomiale $S_{i,j}(\beta)$ pour une valeur de C_p donnée. (c) Table inversée $\beta(C_p,\lambda)$ et tranche originale de C_p.)..... 180
Figure A4-1. Résultats comparatifs entre Eurostag et Matlab 182
Figure A5-1. Première étape de l'initialisation : calcul de la vitesse augmentée..... 183
Figure A5-2. Initialisation de l'angle d'orientation des pales quand $\Omega_{T_pu_acc}>\Omega_{T_pu_max}$ 184
Figure A6-1. Expérimentation en cours sur la plateforme temps réel « Energies Réparties » du L2EP..... 186
Figure A6-2. Banc expérimental comportant un émulateur éolien et le réseau de Guadeloupe simulé en temps réel 187

Liste des tableaux

Tableau 2-1. Impact de l'augmentation de la production non synchrone sur la dynamique de la fréquence du réseau irlandais 52
Tableau 2-2. Production et consommation du réseau de Guadeloupe pour le scénario de base 59
Tableau 2-3. Evolution de la variabilité en % de P_{inst} avec l'intervalle de mesure 68
Tableau 2-4. Comparaison de la variabilité 15min de la production éolienne et de la charge nette 72
Tableau 4-1. Plan de production pour le cas de référence de l'étude 108
Tableau 4-2. Plan de production du cas éolien avec la production des nouvelles fermes éoliennes 109
Tableau 4-3. Placement de la réserve sans et avec contribution des éoliennes au réglage primaire de fréquence (cas de 29,2% de taux de pénétration) 121
Tableau 5-1. Foisonnement de la production sur le réseau de Guadeloupe 132
Tableau 5-2. Volume estimé de la réserve éolienne instantanée disponible sur le réseau de Guadeloupe 134
Tableau 5-3. Evolution de l'indicateur d'efficacité du placement de réserve en fonction du pas de temps retenu 136
Tableau 5-4. Indicateurs d'efficacité des stratégies du placement de réserve 136
Tableau 5-5. Comparaison des stratégies du placement (réserve placée sur l'ensemble de la période de fonctionnement des éoliennes) 138
Tableau 5-6. Comparaison des stratégies du placement (réserve placée sur la période « nécessaire » de participation éolienne) 140
Tableau 5-7. Avantages et inconvénients des stratégies du placement 141
Tableau 5-8. Récapitulatif de la comparaison des stratégies du placement 142
Tableau 5-9. Variabilité 1h et 3h de la production éolienne sur le réseau de Guadeloupe 145
Tableau 5-10. Volume de réserve moyenne (programmé et réalisé) sur la ferme agrégée 148
Tableau 5-11. Calcul de la valeur maximale acceptable du statisme éolien 155

Introduction générale

Le développement de l'énergie éolienne et photovoltaïque s'inscrit dans le cadre général de la lutte contre le changement climatique dont une des conséquences pour l'Union Européenne est une nouvelle politique énergétique préconisant, entre autres, l'utilisation des énergies renouvelables pour la production d'électricité. Selon l'European Wind Energy Association (EWEA), la contribution majeure pour l'Europe serait celle de l'éolien. Par ailleurs, les contextes particuliers (enjeu économique d'approvisionnement énergétique et potentiel éolien important à exploiter) des systèmes insulaires conduisent à un développement rapide de la production éolienne sur des réseaux plus sensibles aux perturbations que les grands réseaux interconnectés. Ceci pose donc la question de l'impact d'une arrivée massive des EnR (Energies Renouvelables) fatales (éolien et photovoltaïque), qui présentent des caractéristiques très différentes de celles des groupes conventionnels maîtrisées par les gestionnaires de réseau, sur le fonctionnement des systèmes électriques.

Le problème majeur d'aujourd'hui qui rendrait difficile l'intégration continue des éoliennes est qu'elles ne participent, en général, pas aux services système, notamment à celui du **réglage de fréquence**. Cela amène ce type de source à se comporter comme des générateurs passifs du point de vue du fonctionnement du système électrique. A fort taux de pénétration, la substitution de moyens de productions conventionnels contribuant au réglage de fréquence conduira à de nombreux problèmes, tels que la diminution de l'inertie du réseau et la difficulté d'allocation de puissance de réserve, et pourrait donc mettre en cause la **sûreté du système électrique**.

Il apparaît que l'insertion massive de cette filière ne pourra se poursuivre qu'à condition que les éoliennes puissent participer au réglage de fréquence comme le font les producteurs classiques. Une telle exigence a été déjà formulée dans certains référentiels (grid codes) comme ceux du réseau irlandais et du réseau danois. De nombreux travaux de recherche ont ainsi eu lieu depuis la dernière décennie sur l'implantation du réglage de fréquence sur les éoliennes à vitesse variable. Une telle fonctionnalité a été mise en œuvre dans certaines installations de production actuellement en fonctionnement.

Toutefois, la fourniture du réglage de fréquence par un moyen de **production intermittente**, même si elle est techniquement possible, soulève des questions quant aux **performances garanties** aux regards d'exigences telles que celles définies dans les référentiels techniques des opérateurs de réseaux. La qualité du réglage de fréquence éolien

pour les gestionnaires de réseaux nécessite ainsi d'être évaluée en précisant les performances exigibles de la part de la production éolienne. Par ailleurs, les travaux décrits dans la littérature détaillent généralement la participation des éoliennes à l'échelle de l'installation d'une production. Cependant, notamment pour le réglage de fréquence, la fourniture de services système doit être vue à une plus grande échelle en considérant par exemple un parc de production dans son ensemble.

Dans ce contexte, cette thèse a pour objectif d'évaluer la **performance** et la **fiabilité** du service de réglage de fréquence rendu par les éoliennes à l'échelle du système électrique, en prenant en compte la nature particulière du **productible variable**. Il s'agit de fournir des éléments de réflexion pour aider à répondre aux questions suivantes :

- Quel est l'impact prévisible sur le fonctionnement du réglage primaire de fréquence d'un taux de pénétration élevé de la production éolienne ?
- Quelles sont les performances techniques à attendre d'une contribution de l'éolien au réglage de fréquence ?
- Quelle est la « qualité » du service rendu au regard notamment de la fiabilité du système ?

Afin de valider les stratégies de réglage envisagées et les méthodologies développées, les travaux de thèse se sont appuyés sur un réseau du type de celui d'un « système insulaire » (réseau de Guadeloupe) servant de cas d'étude de référence (incluant des groupes conventionnels avec leurs propres caractéristiques de réglage). En effet, du fait de leur taille limitée et des hypothèses de développement des filières EnR retenues, différents systèmes électriques insulaires permettent de constituer des cas d'étude pertinents pour ce type de travaux.

Le sujet de thèse s'inscrit dans le programme 6 « Réseaux intelligents et stockage de l'énergie » du plan stratégique de recherche 2007/2010 de l'ADEME, dans le cadre du programme de recherche MEDEE 10 « Organisation et gestion intelligente des systèmes électriques » de l'équipe Réseaux du L2EP Lille et dans le projet « Insertion des EnR dans les réseaux électriques » à EDF R&D.

Ce mémoire de thèse est organisé en 5 chapitres :

- Le chapitre 1 traite de la *production éolienne et des systèmes électriques faibles*. Ce chapitre introductif a pour objectif de cerner plus précisément le contexte et les problématiques des travaux de recherche à mener. Les technologies éoliennes et les particularités des réseaux insulaires sont précisées. Les notions basiques du réglage de fréquence et le principe de la dynamique d'un système électrique sont également rappelés.
- Le chapitre 2 caractérise l'*impact sur le réglage primaire de fréquence de l'intégration de la production renouvelable passive en milieu insulaire*. Sans

prendre en compte des justifications économiques, nous cherchons à identifier, pour un système électrique insulaire donné, le taux de pénétration instantané « critique » à partir duquel la participation des éoliennes au réglage de fréquence est techniquement indispensable pour le maintien de la sûreté du réseau. L'impact de la variabilité de l'éolien sur le dimensionnement de la réserve primaire est également étudié dans ce chapitre afin de préciser le besoin de modification du volume de réserve minimale requise en cas de forte puissance installée des éoliennes.

- Le chapitre 3 est consacré à l'*adaptation de la commande des éoliennes à vitesse variable en vue de la participation au réglage de fréquence*. Un modèle général d'une éolienne à vitesse variable est établi et une loi de commande associée est proposée. Deux méthodes de commande de la vitesse de l'éolienne sont étudiées et comparées. Celle retenue permet à l'éolienne de participer au réglage de fréquence sur l'ensemble de la plage de fonctionnement tout en présentant une simplicité d'implémentation.

- Le chapitre 4 présente les *études des performances dynamiques du réglage de fréquence des éoliennes*. Les contrôleurs du réglage de l'inertie synthétique et du réglage primaire sont implantés dans le modèle éolien construit. L'impact du point de fonctionnement des éoliennes et des paramètres du contrôleur sur la performance dynamique de l'inertie synthétique fournie est d'abord caractérisé. L'intérêt et la contribution du réglage primaire des éoliennes sont ensuite illustrés par simulations dynamiques. La possibilité de la combinaison des réglages (inertiel et primaire) pour améliorer davantage la performance du réglage de fréquence des éoliennes est enfin étudiée.

- Pour compléter les études dynamiques présentées au chapitre 4 et évaluer la qualité de la réserve constituée sur les éoliennes au regard de sa fiabilité, le chapitre 5 étudie *l'impact de la variabilité et de l'erreur de prévision sur le potentiel du réglage primaire des éoliennes* en s'appuyant sur des analyses statistiques. Deux stratégies du placement de réserve sont proposées et comparées en termes d'efficacité du placement. L'impact de l'erreur de prévision de la production éolienne est ensuite caractérisé en comparant le volume de réserve instantané disponible sur les fermes éoliennes et celui « garanti » quelques heures avant avec les deux stratégies. L'énergie réglante d'une ferme éolienne est enfin étudiée et la plage possible de réglage du statisme éolien est également calculée selon les stratégies du placement de réserve appliquées.

Enfin le mémoire se termine par une conclusion et des perspectives.

Chapitre 1

Production éolienne et systèmes électriques faibles

1.1. Introduction

Le contexte politique, économique et énergétique actuel très favorable au développement des énergies renouvelables conduit à une croissance rapide de la filière éolienne à l'échelle mondiale. Cependant, les réseaux électriques ne sont pas conçus a priori pour accueillir les nouvelles technologies intermittentes dont fait partie l'éolien. L'arrivée massive de cette production pose ainsi de nouveaux problèmes scientifiques et techniques aux gestionnaires de réseaux pour maintenir le niveau de sûreté du système électrique. Ces problèmes s'avèrent beaucoup plus significatifs dans les réseaux faibles non-interconnectés à cause de leur robustesse moindre face aux perturbations.

Ce chapitre a pour objectifs principaux de présenter les enjeux majeurs liés à l'intégration de la production éolienne dans les systèmes électriques, notamment les problématiques en milieu insulaire, et de rappeler certaines notions importantes pour la compréhension de la suite de la thèse. Dans un premier temps, nous allons décrire la situation actuelle du développement de la filière. Ensuite, les différents types d'éoliennes les plus souvent raccordées aux réseaux seront présentés. Le fonctionnement, les avantages et les inconvénients de chaque technologie seront précisés. Nous présenterons par la suite les particularités des systèmes électriques insulaires ainsi que les impacts de la production éolienne sur le fonctionnement du réseau. L'exigence de la participation des éoliennes au réglage primaire de fréquence sera alors mise en évidence. Enfin, le principe du réglage de fréquence, notamment celui du réglage primaire, sera détaillé. Quelques notions fondamentales caractérisant le comportement dynamique de la fréquence après un défaut,

qui seront utilisées dans les chapitres suivants, seront également rappelées dans la dernière partie de ce chapitre.

1.2. Développement de la filière éolienne

1.2.1. Politique favorable au développement des énergies renouvelables

À l'heure actuelle, 80% de la production énergétique mondiale provient encore d'énergies fossiles (charbon, gaz et pétrole) [COU12]. Cependant, depuis ces dernières décennies, la prise de conscience par les politiques de l'épuisement prévisible des ressources fossiles et des problèmes environnementaux engendrés par l'exploitation abondante de ces matériaux du sous-sol, entre autres, le réchauffement climatique, la pollution atmosphérique et l'effet de serre, a amené de nombreux pays à promouvoir l'augmentation de la part des énergies renouvelables (EnR) dans leur mix énergétique.

Le protocole de Kyoto, adopté en 1997, dont la période initiale d'engagement s'achève fin 2012, est l'un des plus importants instruments juridiques internationaux visant à lutter contre les changements climatiques. Il contient les engagements pris par les pays industrialisés de réduire leurs émissions de certains gaz à effet de serre responsables du réchauffement planétaire. Dans ce contexte, la directive 2001/77/CE de l'Union Européenne a fixé une part indicative de 21% d'électricité produite à partir de sources d'EnR dans la consommation totale d'électricité de la Communauté Européenne d'ici 2020 [EUR01]. Sur le territoire français, le projet de loi « Grenelle 1 » a été adopté le 10 février 2009. Dans son volet « énergie », il a été demandé de porter à au moins 23% la part des énergies renouvelables dans le total de la consommation d'énergie du pays [MIN12].

Afin de favoriser le développement des EnR, guidé et préconisé par les politiques, de nombreux pays ont mis en place des systèmes de rémunération spécifique pour assurer la rentabilité des investissements dans les secteurs concernés. Concernant l'éolien, plusieurs états dont la France ont mis en place une obligation d'achat à un tarif garanti (avantageux par rapport aux prix d'achat des différentes productions conventionnelles) au moins sur les première années d'exploitation. En profitant de ces mesures, les filières EnR, notamment l'éolien et le photovoltaïque (PV), connaissent une forte croissance dans le monde.

1.2.2. Eolien : énergie en plein essor

L'éolien est une des filières de nouvelles énergies les plus matures, sa technologie étant désormais bien maîtrisée. L'une des conséquences est la baisse constante de son coût de production, qui est estimé aujourd'hui autour de *80 €/MWh* pour les éoliennes terrestres [EWE09] selon l'association européenne de l'énergie éolienne EWEA. L'éolienne devient donc de plus en plus compétitive en comparant à d'autres formes plus développées comme le gaz naturel ou le charbon (dont le coût de production est de *70- 75 €/MWh* à l'heure actuelle et éventuellement de *70€ à 100€ le MWh* dans le futur avec la hausse du prix du

gaz et du CO_2 [PRO12])[1]. Le potentiel énergétique important et le coût de production relativement faible de l'éolien conduit ainsi à un développement en plein essor de la filière à l'échelle mondiale, comme en témoigne le graphe de la Figure 1-1.

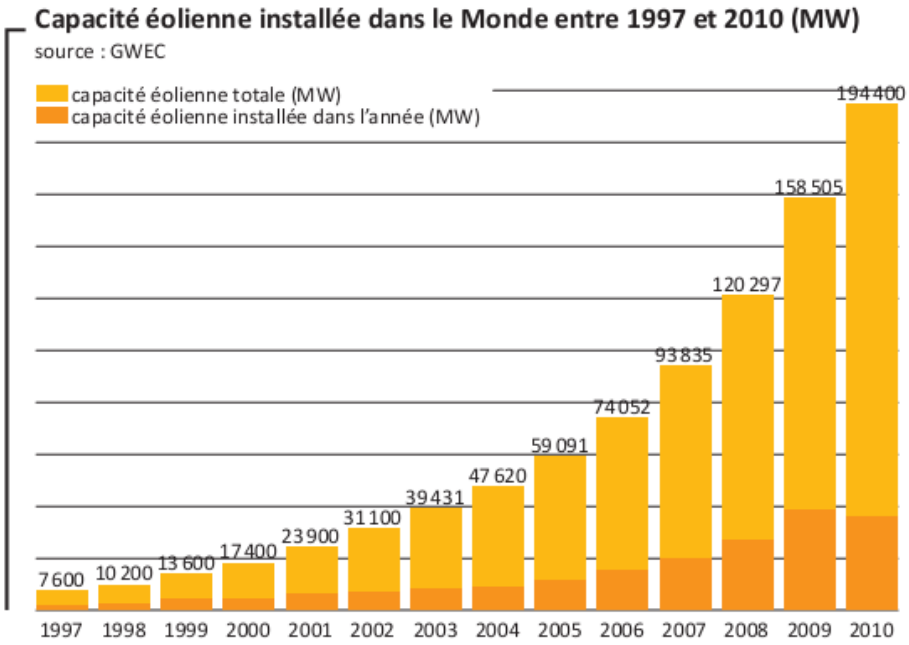


Figure 1-1. Capacité éolienne installée dans le monde [SER12]

En 2010, la Chine cumule 42,3 GW d'énergie éolienne et devient le premier pays en termes de capacité installée totale, dépassant les États-Unis qui figuraient à la première place depuis 2007. Le pays a installé 16,5 GW en 2010, ce qui constitue un nouveau record par rapport aux 13,8 GW de 2009 [SER12].

En Europe, pour une puissance éolienne installée de 75 GW en début d'année de 2010 et de 84 GW en fin d'année, l'énergie électrique générée par ce parc a atteint 147 TWh selon EurObserv'ER. Ceci correspond à 4,3% de la consommation globale européenne d'électricité. En moyenne, depuis 1997, la capacité de production éolienne installée en Europe croît de 30 % par an. Cette hausse est comparable à celle qu'a connue le nucléaire dans les années 1970.

En France, la puissance totale installée en service en fin septembre 2012 est de 7125 MW [ADE12], dont 82 MW installés dans les DOM-TOM. Plus d'1 GW de nouvelles turbines éoliennes ont été raccordées au réseau en 2011 selon les gestionnaires de réseaux de transport RTE et de distribution ERDF.

1 Néanmoins, la production à partir de charbon ou de gaz est prévisible et programmable par le gestionnaire de réseaux électriques ; tandis que la production éolienne (ou PV) revêt des caractéristiques intermittentes qui engendrent des coûts supplémentaires pour la gestion du système. Ce coût d'intermittence n'a pas été pris en compte par EWEA lors du calcul du coût de production de l'éolien.

Pour conclure, en dépit de la crise économique qui touche aujourd'hui la plupart des grandes économies de la planète, le marché de l'éolien continue de s'accroître chaque année grâce à une réelle volonté politique de développer la filière. Et ce, d'autant plus, que cette croissance se fera avec du matériel encore plus performant et un coût du kW installé moindre.

1.3. Technologies des systèmes éoliens

1.3.1. Eoliennes à vitesse de rotation fixe

Les premières éoliennes mises en œuvre reposent sur l'utilisation d'une machine asynchrone à cage directement couplée sur le réseau électrique (Figure 1-2). Cette machine est entraînée par un multiplicateur et sa vitesse est maintenue approximativement constante autour de la vitesse de synchronisme imposée par la fréquence du réseau. Le glissement nominal de ce type d'éolienne est souvent de l'ordre de 1-2% [SLO03]. On note également la présence de batterie de condensateur pour compenser la puissance réactive consommée par le maintien de la magnétisation de la machine. Cette compensation locale permet ainsi d'améliorer le facteur de puissance de l'éolienne.

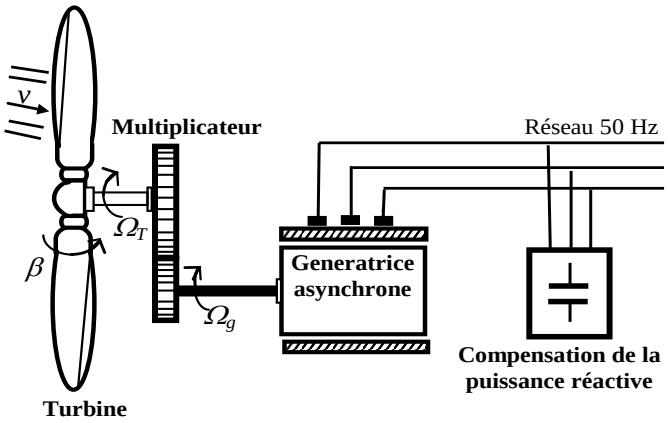


Figure 1-2. Eolienne basée sur une machine asynchrone directement couplée au réseau

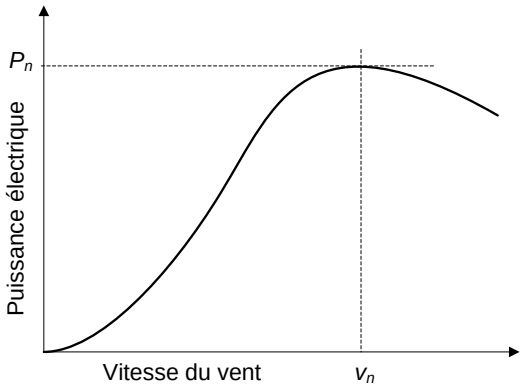


Figure 1-3. Caractéristique d'une éolienne à vitesse fixe avec décrochage aérodynamique

Les éoliennes à vitesse fixe sont généralement équipées d'un système de régulation par décrochage aérodynamique (« stall control »). La forme des pales conduit à une perte de portance au-delà d'une certaine vitesse de vent. Cela empêche le rotor d'accélérer quand le vent est violent et la puissance captée est alors réduite (Figure 1-3). Il s'agit donc d'une solution passive qui présente l'avantage d'être simple et robuste, mais les possibilités de réglage de la puissance sont très limitées. Une solution intermédiaire appelée « active stall » a été également développée. Elle garde les avantages du système « stall » tout en intégrant un système d'orientation des pales simplifié. Les possibilités de réglage de la puissance avec cette solution restent toutefois marginales [ROB06].

Les éoliennes à vitesse fixe sont utilisées principalement pour de faibles puissances (généralement inférieures à 1 MW). Elles sont appréciées pour leur robustesse et leur

simplicité mécanique facilitant la maintenance. Par contre la puissance extraite n'est pas optimisée (vitesse fixe), le coût de maintenance essentiellement imputé au multiplicateur est élevé et la puissance réactive n'est pas contrôlée (uniquement compensée). Par ailleurs la connexion directe de la génératrice au réseau entraîne une très forte sensibilité lors de la présence de défaut sur celui-ci [TEN09].

1.3.2. Eoliennes à vitesse de rotation variable

Les éoliennes à vitesse variable sont initialement conçues afin d'augmenter l'efficacité de la conversion énergétique en adaptant la vitesse de la turbine à la vitesse du vent. On distingue deux types d'éoliennes à vitesse variable, classés en fonction de la plage de variation de vitesse qu'elles peuvent couvrir.

1.3.2.1. Eolienne à base de machine asynchrone à double alimentation

Ce type d'éoliennes comporte un rotor bobiné raccordé au réseau par l'intermédiaire d'une interface d'électronique de puissance (Figure 1-4). Cette interface permet de découpler partiellement la vitesse mécanique du rotor de la fréquence du réseau. La plage de variation de la vitesse du rotor autorisée sur une machine asynchrone à double alimentation peut aller de -40% à 30% autour de sa vitesse de synchronisme (correspondant à la valeur du glissement g) [ACK05]. Ceci va engendrer une limitation de la puissance circulant dans le circuit rotorique ($|g.P|$). Par conséquent, la chaîne de conversion électronique est dimensionnée pour une fraction de la puissance nominale et présente donc un coût réduit.

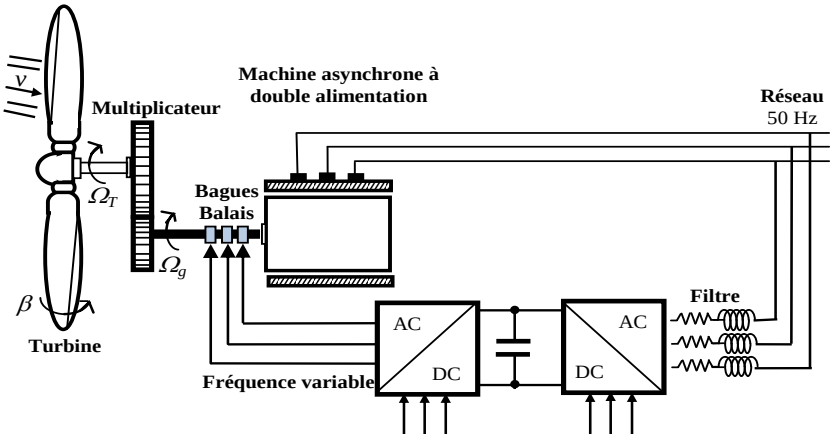


Figure 1-4. Eolienne à vitesse variable basée sur une machine asynchrone à double alimentation

La puissance active et la puissance réactive de ce type d'éoliennes peuvent être contrôlées de façon indépendante grâce aux convertisseurs connectés sur le circuit électrique du rotor [ELA03]. Le convertisseur « coté rotor » permet de contrôler le couple électromagnétique, donc la puissance active générée, ainsi que la puissance réactive échangée avec le stator. Le convertisseur « coté réseau » a comme rôle principal de réguler la tension du bus continu. Cette régulation assure les échanges de puissance active entre le rotor et le réseau. Il est possible également d'employer ce convertisseur pour régler la puissance réactive générée [AHM10].

1.3.2.2. Eolienne à base de machine synchrone

Les éoliennes basées sur une génératrice asynchrone à rotor bobiné présentent l'inconvénient de nécessiter un système de bagues et de balais et un multiplicateur, induisant des coûts significatifs de maintenance en particulier pour les projets off-shore situés en milieu salin [COU08]. Certains constructeurs ont développé des éoliennes basées sur des machines synchrones à grand nombre de paires de pôles et couplées directement à la turbine, évitant ainsi le multiplicateur (Figure 1-5). Le système de bagues et de balais peut aussi être éliminé si la génératrice est équipée d'aimants permanents.

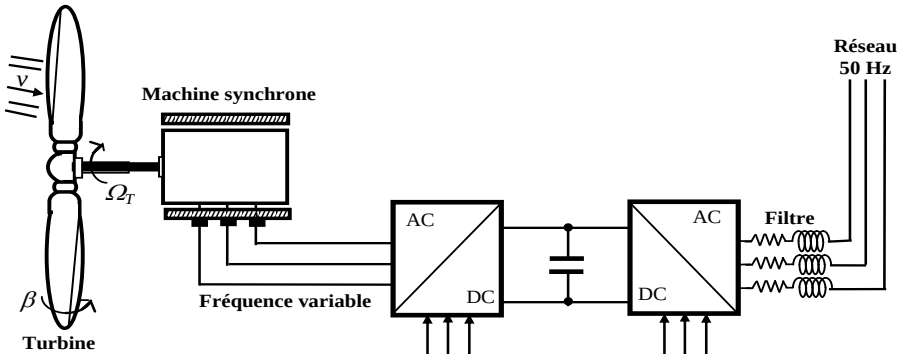


Figure 1-5. Eolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone à grand nombre de paires de pôles

Cette structure d'éolienne comporte une génératrice entièrement découplée du réseau par les convertisseurs électroniques de puissance et permet ainsi une variation de vitesse de 0% à 100% de la vitesse nominale de rotation [TEN09]. Un défaut sur le réseau ne perturbe ainsi que très peu le fonctionnement de la génératrice. En ce qui concerne le contrôle de ces convertisseurs, le principe est très similaire à celui appliqué pour commander les convertisseurs d'une éolienne à base de machine asynchrone à double alimentation.

Cette technologie présente de nombreux avantages : optimisation de la production grâce à une grande plage de la variation de vitesse, découplage entre réseau et génératrice, souplesse de contrôle, gestion du réactif. Le principal inconvénient de cette structure est la nécessité d'une interface d'électronique de puissance dimensionnée à 100% de la puissance nominale de la machine, ce qui entraîne donc un coût plus élevé.

1.3.3. Conclusion sur les différentes structures d'éolienne

Dans les réseaux continentaux interconnectés, les éoliennes à vitesse variable représentent la plus grande part du marché. La tendance actuelle est d'installer des éoliennes de plus en plus puissantes, allant jusqu'à une puissance nominale unitaire de 7,5 MW pour une turbine terrestre (modèle E-126 d'Enercon [ENE12]). Dans les réseaux insulaires d'aujourd'hui, la prédominance des éoliennes à vitesse fixe est remarquée. Ce choix peut s'expliquer, d'une part, par la robustesse de ce type d'éoliennes pouvant résister à certains climats extrêmes (ex : vents cycloniques) ; et d'autre part, par l'inexistence d'une infrastructure dans les îles permettant l'installation d'éoliennes de très grande taille.

Dans le futur, l'ancienne technologie éolienne à vitesse fixe sera remplacée au fur et à mesure par celles à vitesse variable (à base de machine asynchrone à double alimentation ou de machine synchrone), qui semblent mieux adaptées au système électrique, que ce soit en métropole ou en milieu insulaire. En effet, les éoliennes à vitesse variable permettent d'optimiser au mieux la production d'énergie grâce à une meilleure efficacité aérodynamique sur toute la plage de fonctionnement. De surcroît, contrairement aux éoliennes à vitesse fixe qui permettent peu de réglage et fonctionnent comme des générateurs passifs, les éoliennes à vitesse variable sont capables de participer au réglage de la tension [AHM10] et de la fréquence [MAR09] grâce à la présence des convertisseurs électroniques de puissance. Ceci offre ainsi à ce type d'éoliennes une plus grande souplesse d'adaptation aux conditions techniques de raccordement qui tendent actuellement à se rapprocher des conditions actuelles des groupes conventionnels. La modélisation et la commande des éoliennes à vitesse variable seront étudiées plus en détail ultérieurement dans le chapitre 3 de la présente thèse.

1.4. Spécificités des réseaux insulaires et intégration des éoliennes dans le système électrique

Le potentiel éolien important ainsi que les enjeux économiques d'approvisionnement énergétique des systèmes insulaires conduisent à un développement très rapide de la production éolienne sur les îles. L'exploitation de ce type de production permettrait de réduire les dépendances énergétiques de produits fossiles et de satisfaire la demande croissante d'électricité de ces zones. L'analyse des particularités des réseaux insulaires et des impacts de l'éolien sur le système électrique permet de mieux comprendre les enjeux et de proposer des solutions pertinentes en vue d'une meilleure intégration de la filière.

1.4.1. Principales caractéristiques des réseaux non-interconnectés

Les systèmes insulaires ont généralement une étendue géographique très limitée. Ceci a pour conséquence que, d'une part, tout défaut est susceptible de constituer un mode commun pour l'ensemble du système ; et d'autre part, une interdépendance forte pourrait apparaître entre la tension et la fréquence. L'absence d'interconnexion (ou une interconnexion limitée) à l'inverse d'un grand réseau confère aux réseaux insulaires des caractéristiques spéciales. Par opposition aux systèmes interconnectés, les différences suivantes sont soulignées :

- Une puissance de court-circuit plus faible : le réseau de transport dans la plupart des systèmes insulaires est exploité à une tension moins élevée par rapport à celui des systèmes interconnectés. En plus, les réseaux insulaires ne possèdent qu'un nombre limité de groupes de production de faible puissance (de l'ordre de plusieurs dizaines

de MW). Cela conduit à des valeurs de puissance de court-circuit plus faibles, et donc à une robustesse moindre aux perturbations par rapport au réseau métropolitain.

- Une grande sensibilité aux variations de la production : l'énergie cinétique des masses tournantes sur les réseaux insulaires est faible. En plus, la taille unitaire des groupes de production par rapport à la puissance totale produite est très importante. Ces deux caractéristiques conjuguées conduisent à une forte variabilité de la fréquence en cas de défaut, notamment lors du déclenchement d'un groupe de production. Dans le cas d'une faible interconnexion, cela se traduit par des oscillations interzones, voire un risque de rupture de synchronisme [SEI08-1].

- Une occurrence du défaut plus élevée : le réseau de distribution et de transport subit des conditions naturelles plus difficiles qu'en métropole, avec de nombreuses agressions végétales ou animales, ce qui aboutit à une corrosion des matériels et donc à une probabilité de défaut plus élevée.

- Une variabilité plus importante des productions à base d'énergie fatale (dont font partie l'éolien et le photovoltaïque) : ceci est liée à la taille limitée des systèmes insulaires qui conduit en conséquence à un effet de foisonnement beaucoup moins marqué par rapport aux grands réseaux interconnectés. En plus, la prévision de ces productions s'avère également moins précise dans les réseaux insulaires. Les erreurs de prévisions pour le même horizon de temps sont généralement beaucoup plus importantes qu'en métropole.

- Des coûts de production supérieurs : l'utilisation de combustibles coûteux sujets aux variations du cours du pétrole, la petite taille des installations et une maintenance plus onéreuse du fait de l'éloignement rendent très chers les coûts de production d'électricité dans les réseaux insulaires. Cela est bien illustré par le cas français. Selon le gestionnaire des systèmes insulaires EDF SEI[2], en Corse et en outre-mer, le coût de revient de l'électricité est, dans le meilleur des cas, deux fois plus élevé que son prix de vente au tarif garanti par la péréquation tarifaire[3] [SEI12]. Néanmoins, ce coût de production conventionnelle étant élevé dans les systèmes insulaires rend les énergies renouvelables plus compétitives, le développement de ces dernières s'avère donc intéressant et présente un fort dynamisme dans ces zones.

[2] Les Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) français regroupent les systèmes électriques des Zones Non Interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI) : notamment la Corse, les DOM (Départements d'Outre-Mer : Guadeloupe, Guyane, Martinique, Réunion) et Saint-Pierre-et-Miquelon. Les conditions particulières qui prévalent dans ces régions ne permettent pas l'émergence d'un marché concurrentiel dans le secteur énergétique. EDF a crée la Direction SEI en 2004, afin d'assurer le service public de l'électricité dans ces territoires en intégrant l'ensemble des métiers de l'électricité (production, achat, transport et distribution).

[3] Dans les réseaux insulaires français, l'équilibre économique est assuré par un système de solidarité nationale : la contribution au service public de l'électricité (CSPE). Etabli par la loi, ce fonds est financé par une contribution de tous les consommateurs d'électricité en France.

En plus des inconvénients présentés ci-dessus qui conduisent à une exploitation plus difficile des réseaux insulaires, certains avantages dont profitent les systèmes interconnectés leur font également défaut :

- La possibilité d'employer des centrales de production plus grandes et moins chères.
- Le foisonnement de la charge dû à une demande différente de multiples régions. Cela permet de prévoir la consommation électrique plus précisément et ainsi de mieux programmer les moyens de production.

1.4.2. Défi des gestionnaires de réseaux face à la croissance des éoliennes

La production éolienne dépend fortement de la disponibilité de la ressource primaire et présente des caractéristiques très différentes que les groupes de production classiquement exploités. L'insertion massive des éoliennes dans le système électrique peut poser un défi difficile aux gestionnaires de réseaux. Ces problèmes s'avèrent beaucoup plus significatifs dans les systèmes insulaires à cause, d'une part, de la robustesse moindre de ces réseaux face aux défauts, et d'autre part, d'une variabilité plus importante de la production éolienne. Le défi est d'autant plus critique qu'un niveau de pénétration de l'éolien important peut être atteint très rapidement sur ces réseaux en raison de leur faible taille.

De nombreux travaux de recherche ont été menés pour identifier les impacts de la production éolienne sur le système électrique [SLO02] [FRA02] [AZM05] [ACK05] [ROB06] [BAY09]. Dans la présente thèse, nous allons rappeler et décrire succinctement les principaux impacts, qui peuvent être distingués en deux catégories : les impacts locaux sur les réseaux de distribution et les impacts globaux sur les réseaux de transport.

1.4.2.1. Impacts sur les réseaux de distribution

A l'heure actuelle, la majorité de la production éolienne est raccordée aux réseaux de distribution, qui ne sont initialement pas conçus pour recevoir des producteurs décentralisés. Leur fonctionnement est donc impacté et modifié par la présence des éoliennes.

Sens du transit de puissance

Les réseaux électriques ont été dimensionnés pour transiter des flux de puissance du réseau de transport vers le réseau de distribution. L'injection de puissance par les productions décentralisées comme l'éolien au niveau de la distribution va engendrer une inversion des flux. Cela peut entraîner un dysfonctionnement de protections unidirectionnelles et des problèmes de congestion locale [VER09]. Un renforcement du réseau et une mise à jour des appareils de protection seront donc nécessaires pour pouvoir augmenter la capacité d'accueil du système.

Profil de tension

Les changements de puissances actives et réactives transitées dans les lignes se répercutent sur le profil de tension en régime permanent. Traditionnellement, le niveau de tension d'un réseau de distribution décroît de l'amont (poste sources) vers l'aval (charges). Par contre, avec la présence des éoliennes, la tension locale s'élève près du point de raccordement des producteurs éoliens dû à l'injection de la puissance active produite par ces installations (Figure 1-6). Cela pose ainsi des difficultés au gestionnaire de réseau pour maintenir la tension dans sa plage contractuelle de fonctionnement sur l'ensemble du réseau.

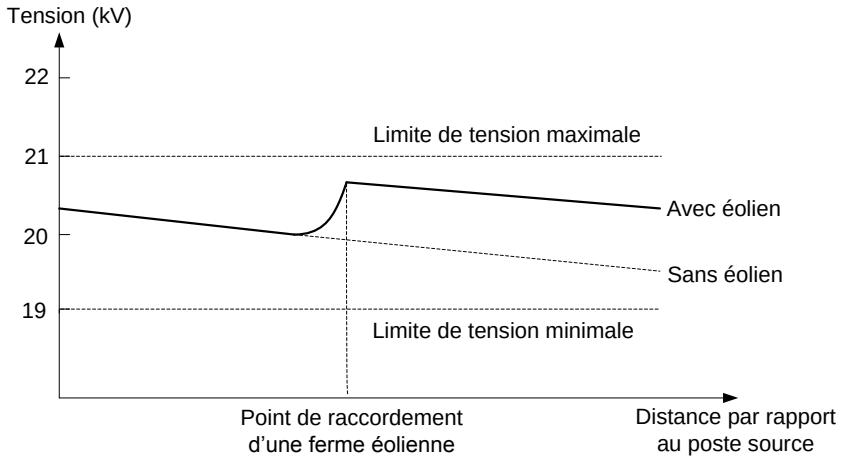


Figure 1-6. Profil de tension le long d'une ligne de distribution en présence des producteurs éoliens

Les éoliennes à vitesse variables grâce à leur interface à électronique de puissance, ont la possibilité de régler la puissance réactive produite ou consommée à leurs bornes et donc d'effectuer un réglage fin de la tension. Cette solution reconnue a été prouvée efficace pour réduire seulement l'impact de l'éolien sur le plan de tension [AHM10].

Qualité de tension

Les variations de puissance produite par une ferme éolienne, conséquence directe des fluctuations de la vitesse du vent ou des mises en/hors service des turbines, peuvent entraîner le flicker[4] sur le réseau. Ce phénomène est également dû aux limites mécaniques de l'éolienne (par exemple du pitch control) ou à l'effet d'ombre causé par le passage des pales devant le mât. Ce sont les éoliennes à vitesse fixe qui sont les plus défavorables du point de vue de ce phénomène en raison de la présence de la conversion et transmission directe de la puissance mécanique en entrée en puissance électrique envoyée au réseau.

Les éoliennes à vitesse variable interfacées au réseau via des convertisseurs électroniques de puissance permettent de limiter la création du flicker, mais peuvent être sources

[4] Le terme flicker désigne les variations de tension de faible amplitude et de courte durée apparaissant dans le réseau électrique et risquant de provoquer le scintillement des sources lumineuses.

d'harmoniques[5]. Ces harmoniques provoquent une surchauffe des matériels, un fonctionnement défectueux du système de protection, et des interférences dans les circuits de communication. C'est pour cela que les courants harmoniques injectés sur le réseau public doivent être inférieurs à une certaine limite spécifiée par le gestionnaire du réseau [ARR08].

Courant de court-circuit

Les éoliennes à vitesse fixe à base de machine asynchrone directement couplée au réseau alimentent et donc accroissent significativement le courant de court-circuit en cas de défaut. Si les valeurs de dimensionnement de l'appareil de coupure sont dépassées, le risque de non coupure de l'arc ou de non fermeture du courant de défaut conduira à la destruction de l'appareillage. Les éoliennes à vitesse variable étant partiellement ou entièrement découplées du réseau, elles ne contribuent pas ou peu aux courants de court-circuit.

1.4.2.2. Impact sur les réseaux de transport

A part les impacts locaux qui ont des effets dans le voisinage du point de raccordement, les éoliennes peuvent avoir des impacts plus globaux sur le réseau de transport à l'échelle d'une région ou d'un réseau insulaire.

Incertitude sur la planification et la gestion des systèmes

La faible prévisibilité et la forte variabilité de la vitesse du vent aboutissent à une incertitude sur la production éolienne. Les problèmes que soulève l'intégration de la production intermittente imposent des surcoûts techniques, liés au risque de non-disponibilité de la production en période de pointe et aux besoins de réserves supplémentaires pour maintenir l'équilibre entre offre et demande. Des capacités de puissance de réserve contrôlables sont ainsi nécessaires pour pallier ces incertitudes, ce qui génère des coûts additionnels pour la gestion des systèmes électriques.

En plus, l'adéquation du réseau, qui signifie la capacité du système à satisfaire la demande, est également influencée par la variabilité de la production éolienne. L'estimation de la capacité de production nécessaire tient compte de la demande et de la disponibilité des unités de production. L'adéquation est évaluée à l'aide d'indices tels que le « LOLP » (*Loss Of Load Probability*), le « LOLE » (*Loss Of Load Expectation*) et le « LOEE » (*Loss Of Energy Expectation*) [BAY09] [DOM10].

Sensibilité au déclenchement intempestif des éoliennes

Les générateurs éoliens, tout comme la majorité des générateurs décentralisés, sont très sensibles aux perturbations du réseau et ont tendance à se déconnecter rapidement lors

[5]Les récepteurs non linéaires tels que fours à arc, éclairages ou convertisseurs absorbent des courants non sinusoïdaux qui traversent les impédances du réseau et provoquent ainsi une déformation de la sinusoïde de tension d'alimentation. La déformation de la forme d'onde est caractérisée par l'apparition de fréquences harmoniques de tension.

d'un creux de tension ou lors d'une variation de la fréquence. Ces déconnexions entraînent des pertes de production qui peuvent aggraver la situation sur un réseau déjà fragilisé par l'incident et avoir ainsi des conséquences négatives. Les effets du déclenchement intempestif des éoliennes ont pu être constatés lors du black out italien du 28 septembre 2003 [UCT04-1] mais aussi lors de l'incident survenu le 4 novembre 2006 sur le réseau européen (ENSTO-E) [UCT07].

Afin d'éviter un déclenchement simultané de toute ou partie de la production éolienne sur un défaut normalement éliminé, il est demandé aux éoliennes nouvellement installées de rester connectées au réseau en cas de baisse de tension et de variation de fréquence suivant des contraintes pouvant varier d'un système à l'autre. Les conditions techniques spécifiques de raccordement sont données dans des textes législatifs, et a minima, dans les référentiels techniques (*grid code* ou *distribution code*) des différents gestionnaires de réseau. Par exemple, en France, [ARR08] et [SEI08-2] définissent les plages de fonctionnement normal et exceptionnel (tension et fréquence) ainsi que le gabarit du creux de tension que doivent pouvoir supporter les éoliennes raccordées respectivement aux réseaux de transport et distribution métropolitains et aux réseaux insulaires.

Comportement dynamique de la fréquence et stabilité du réseau

Les variations rapides de la puissance générée par les éoliennes peuvent induire des fluctuations de la fréquence du réseau, activer le réglage primaire des groupes tournants et faire appel à la réserve primaire [DOH05]. Tant que le taux de pénétration éolien reste faible, cette influence peut être considérée comme négligeable. Dans le cas contraire, si l'essentiel de la production est fournie par les éoliennes, le nombre de générateurs synchrones restés connectés au réseau sera limité. Cela conduira à un problème d'allocation de la réserve et une diminution de l'inertie totale du réseau. Le système pourra donc se trouver plus exposé aux perturbations de l'équilibre production-consommation. L'absence de réglage puissance-fréquence des EnR fatales est l'un des facteurs les plus importants limitant leur intégration dans le réseau. Ce problème sera étudié et analysé plus profondément en fonction du taux de pénétration de la production intermittente dans le chapitre 2.

1.4.2.3. Conclusion

Le système électrique tel qu'il a été conçu n'est pas adapté pour recevoir un grand nombre de production décentralisée. Le fonctionnement du système est donc influencé par l'intégration des générateurs éoliens à toutes les échelles : du réseau de distribution au réseau de transport. Certains impacts négatifs de l'éolien peuvent être réduits, voire éliminés avec des mesures telles que le renforcement des réseaux ou l'amélioration des technologies éoliennes. En plus, les conditions techniques de raccordement pour les producteurs éoliens ont la tendance d'être de plus en plus sévères. Ceci les oblige à respecter au maximum les critères de sauvegarde du réseau comme le font les groupes conventionnels. Par exemple, les capacités telles que la tenue sur creux de tension / en cas

de variation de fréquence et la participation au réglage de tension ont été déjà exigées par de nombreux gestionnaires de réseaux. [ARR08] [SEI08-2] [ROH09].

Le problème majeur actuel associé à la production éolienne est qu'elle ne participe en général pas au réglage de la fréquence-puissance du réseau. Ceci est d'autant plus grave que l'intégration de l'éolien sollicite davantage le réglage de fréquence des groupes conventionnels à cause de l'intermittence de la production. Afin de préserver la stabilité du système et maintenir le niveau de sécurité dans la marge admissible, certains gestionnaires de réseaux imposent un taux de pénétration maximal acceptable pour les productions EnR fatales. Par exemple, sur les systèmes insulaires français, l'arrêté ministériel du 23 avril 2008 a fixé à 30% le taux de pénétration au-delà duquel le gestionnaire de réseau est autorisé à déconnecter les énergies intermittentes. L'enjeu est d'imaginer des solutions permettant de faire reculer ce seuil technique afin d'envisager une meilleure intégration de la production éolienne. Une possibilité consiste à faire participer les éoliennes au réglage de fréquence. Ceci fait donc l'objet des préoccupations de cette thèse.

1.4.3. Exigence de la participation des éoliennes au réglage de fréquence

En France métropolitain, l'impact de la production éolienne sur la régulation de la fréquence s'avère actuellement peu significatif grâce au taux de pénétration de la puissance éolienne qui reste encore marginal. Par conséquent, les conditions techniques de raccordement françaises [ARR08] ne prévoient pas la participation des parcs éoliens au réglage de fréquence, mais précisent seulement qu'un effacement de la production éolienne en cas de sur-fréquence pourrait être demandé par le gestionnaire du réseau.

Dans les systèmes électriques où le taux de pénétration éolien est relativement important, les réglementations techniques stipulent que les fermes éoliennes doivent être capables de participer au réglage primaire de fréquence, même si ce service n'est pas forcément activé dans l'immédiat, comme c'est le cas chez EirGrid ([EIR11], gestionnaire du réseau irlandais) et chez Energinet ([ENE04-1] [ENE04-2], gestionnaire du réseau danois). Pour l'Irlande, touts les parcs d'une puissance nominale supérieure à 5 MW doivent pouvoir réduire leur puissance en cas de sur-fréquence et seuls les parcs d'une puissance plus grande que 10 MW doivent pouvoir constituer la réserve et contribuer au réglage primaire en cas de sous-fréquence. Par contre, le grid code danois ne fait pas mention d'une telle spécification.

Dans le cas irlandais, chaque turbine éolienne participant au réglage de fréquence doit disposer d'un dispositif de contrôle qui permet de fixer sa production à une puissance inférieure à sa production maximale disponible en fonctionnement normal du système (fréquence autour de 50 Hz). Cette part du productible non injectée au réseau constitue ainsi la réserve éolienne. En cas de défaut, l'éolienne doit pouvoir augmenter ou diminuer sa production selon la caractéristique puissance/fréquence définie par le gestionnaire du réseau (illustrée en Figure 1-7). La consigne de la puissance en réserve (définie en

pourcentage du productible éolien) peut être ajustée en temps réel à la demande de l'opérateur et serait différente pour chaque ferme selon les conditions du système et la localisation de la ferme. [EIR11] précise également qu'en cas de participation au réglage primaire, la réponse éolienne en puissance ne doit pas être plus lente que 0,01 p.u./s (un pourcent de la puissance nominale par seconde).

Différents types de contrôles de la puissance active des fermes éoliennes (raccordées à des tensions supérieures ou égales à 100 kV) sont exigés dans le grid code danois, tels que la limitation de puissance (« *absolute power constraint* »), la limitation du gradient de puissance (« *power gradient constraint* ») et fonctionnement avec réserve (« *delta production contraint* ») [ENE04-2] [ACK05]. Ces fonctions peuvent être demandées par le gestionnaire en fonction de l'état et des conditions d'exploitation du réseau. On note qu'en cas de fonctionnement avec réserve, les éoliennes doivent être capables de respecter une consigne de réserve constante en MW comme illustré en Figure 1-8. Lors de l'injection de la réserve, la variation temporelle de la puissance éolienne doit être réglée à une valeur comprise entre 0,01 p.u./s et 0,1 p.u./s.

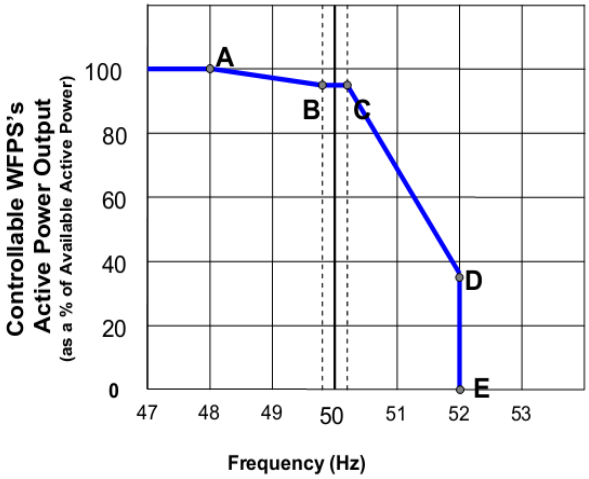


Figure 1-7. Caractéristique statique puissance/fréquence pour les éoliennes en Irlande [EIR11]

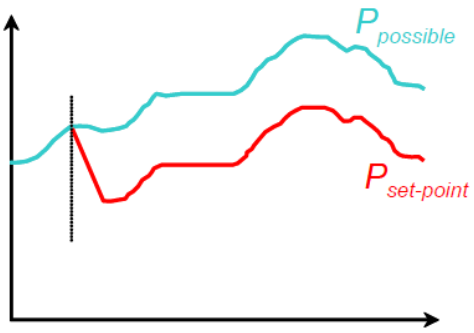


Figure 1-8. Fonctionnement avec réserve pour les éoliennes en Danemark [ENE04-2]

Dans les systèmes électriques insulaires français, le service du réglage de fréquence n'est pas exigé aux fermes éoliennes pour l'instant. Avec l'augmentation continue de la production éolienne, les contraintes techniques vont dans le sens d'une exigence de ce service. Dans l'appel d'offres de la CRE (Commission de Régulation de l'Energie) portant sur des installations éoliennes terrestres en Corse et en outre-mer, publié le 09 novembre 2010 [CRE10], la capacité de constituer une bande de réserve constante équivalente à 10% de la puissance nominale a été demandée aux nouvelles fermes qui seront raccordées aux réseaux insulaires, mais cette fonction sera réalisée à l'aide du système de stockage intégré au sein de la ferme.

La participation des éoliennes au réglage primaire de fréquence requiert de posséder une réserve de puissance. Comme pour un groupe conventionnel, le moyen le plus simple pour une éolienne de disposer de cette réserve est de fonctionner en dessous de sa capacité maximale disponible. Une difficulté considérable est que cette puissance maximale dépend de la disponibilité de la ressource éolienne et est donc fortement variable. En outre, la source d'énergie étant gratuite, cela entraîne un manque à gagner pour les exploitants des fermes. Il est donc intéressant de savoir s'il est nécessaire de demander aux éoliennes de conserver en permanence une marge de réglage de puissance potentielle par rapport au maximum productible à ce moment. En effet, l'exigence de la participation des éoliennes au réglage primaire de fréquence ne devient essentielle qu'à partir d'un certain taux de pénétration de la production. Il peut être autorisé que les éoliennes produisent leur production disponible pendant le reste du temps, ce qui permet de minimiser les pertes de rentabilité des exploitants éoliens. Une première approche de l'étude de cette voie sera proposée dans le chapitre 2 afin d'identifier un tel taux de pénétration « critique ».

1.5. Réglage de fréquence et comportement dynamique du système électrique

La fréquence et les différents niveaux de tension dans un système électrique doivent être maintenus à l'intérieur des marges contractualisées afin d'assurer la stabilité du système dans son intégralité. Il existe néanmoins toujours des aléas dans le réseau, qu'ils soient d'origine naturelle, matérielle ou humaine. Le système électrique doit pouvoir y faire face en retrouvant rapidement un fonctionnement normal, et ce avec le minimum de désagréments pour les consommateurs. Pour cela, les producteurs raccordés au réseau doivent fournir ce que l'on appelle les services système, c'est-à-dire participer, entre autres, au réglage de tension et de fréquence.

Dans ce paragraphe, le principe de fonctionnement ainsi que quelques notions importantes du réglage de fréquence (notamment celles du réglage primaire) seront rappelés. Cela permet de mieux comprendre pourquoi la production renouvelable passive a des impacts défavorables sur le réglage primaire de fréquence (chapitre 2) et comment les éoliennes peuvent contribuer à la stabilisation de la fréquence après un défaut (chapitre 3).

1.5.1. Principe du réglage de fréquence et nécessité

La fréquence d'un système électrique traduit à tout instant l'équilibre entre la production et la consommation, c'est-à-dire entre la puissance générée issue des process des centrales et la puissance consommée par les charges. En fonctionnement normal, on peut considérer que la fréquence est uniforme à un instant donné sur l'ensemble du réseau (les alternateurs, étant reliés entre eux par le jeu des forces électromagnétiques, tournent tous à la même vitesse électrique [KUN94]).

Tout changement dans la consommation est vu par le système comme une variation au niveau du couple électromagnétique de chaque groupe de production et toute variation de la production se traduit par une variation du couple mécanique. Le déséquilibre entre ces deux couples conduit à une variation de la vitesse de rotation des machines synchrones. Pour un groupe *i* donné, ce lien est régi par l'équation des masses tournantes appliquée au système rotor-arbre-turbine :

$$J_i \frac{d\Omega_i}{dt} = T_{mi} - T_{ei} \tag{1.1}$$

Avec : J_i [Kg.m^2] : moment d'inertie de la ligne d'arbre du groupe de production *i*,

Ω_i [rad/s] : vitesse de rotation du rotor du groupe de production *i*,

T_{mi} [N.m] : Couple mécanique (moteur) exercé par la turbine du groupe *i*,

T_{ei} [N.m] : Couple électromagnétique (résistant) exercé par la charge du groupe *i*.

Il est ainsi aisé de comprendre que les machines synchrones raccordées au réseau accélèrent quand la production (liée au couple T_{mi}) excède la consommation (liée au couple T_{ei}). Cela se traduit électriquement par une augmentation de la fréquence. A contrario, si la demande est supérieure à l'offre, la vitesse des machines et la fréquence du réseau baissent.

La puissance appelée par un réseau peut être estimée à l'avance avec une bonne précision : le programme d'appel du parc de production est élaboré la veille pour le lendemain en vue de l'équilibrer. Toutefois, en pratique, face aux évolutions normales de la consommation et aux divers aléas rencontrés en exploitation (erreurs de prévision de la consommation, pertes fortuites de groupes de production ou de charges, ...), la fréquence est appelée à fluctuer en permanence.

Si aucune action n'était conduite sur la puissance mécanique des groupes, le comportement spontané de la charge pourrait suffire à ramener la consommation au niveau de la production. En effet, une part de la consommation est sensible à la fréquence dans un sens favorable au rétablissement de l'équilibre. Cependant, le seul effet de l'autoréglage de la charge, dont l'amplitude est toujours relativement modérée (de l'ordre de 1-2%/Hz), conduit à des excursions de fréquence incompatibles avec les besoins des utilisateurs, les contraintes des matériels et la sûreté de fonctionnement des systèmes électriques [DEL10]. Le maintien d'une valeur satisfaisante de la fréquence nécessite ainsi des actions sur la puissance produite des centrales afin d'adapter en permanence le niveau de la production à celui de la demande. Trois niveaux d'action coexistent : les réglages primaire, secondaire et tertiaire de fréquence.

1.5.2. Réglage primaire de fréquence

Par une correction rapide et automatique, le réglage primaire de fréquence permet de retrouver l'équilibre production-consommation après perturbation, si toutefois la réserve primaire disponible est suffisante. La contribution du réglage primaire dans les premiers instants suite à un aléa est assurée par l'inertie mécanique des rotors de tous les groupes

fonctionnant en synchronisme, qui résiste naturellement à toutes les variations de la fréquence. La réserve primaire conservée sur des groupes de production est ensuite mobilisée et permet de stabiliser la fréquence à une valeur proche de sa valeur de référence (50 Hz dans la zone ENSTO-E) dans une échelle de quelques secondes. Le réglage primaire de fréquence est effectué par l'intermédiaire d'une boucle de régulation de vitesse implantée en local dans chacune des installations de production participant à ce réglage (Figure 1-9).

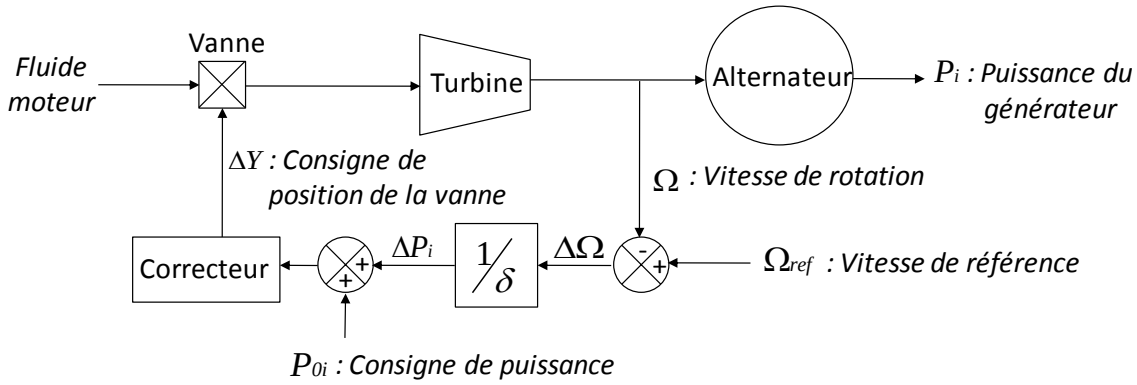


Figure 1-9. Principe du contrôle de la puissance mécanique (représentation en p.u.)

Pour un groupe *i* donné, le régulateur de vitesse agit sur les organes d'admission du fluide moteur à la turbine et cherche à imposer, à l'équilibre, une relation linéaire entre la vitesse (image directe de la fréquence) et la puissance électrique (Figure 1-10), ce qui donne à ce réglage une caractéristique statique définie par l'équation (1.2) :

$$\boxed{\frac{P_i(t)-P_{0i}}{P_{ni}} = -\frac{1}{\delta_i}\frac{f(t)-f_0}{f_0}} \tag{1.2}$$

Ou

$$P_i(t)-P_{0i} = -K_i.(f(t)-f_0) \Leftrightarrow \Delta P_i(t) = -K_i.\Delta f(t) \tag{1.3}$$

Avec : P_i [MW] : puissance active instantanée produite par le groupe *i*,

P_{0i} [MW] : programme de marche du groupe *i* pour la fréquence normale (50 Hz),

P_{ni} [MW] : puissance nominale du groupe *i*,

δ_i [%] : statisme permanent du régulateur de vitesse du groupe *i*,

f [Hz] : fréquence du réseau,

f_0 [Hz] : fréquence de référence du réseau (50 Hz),

K_i [MW/Hz] : énergie réglante primaire déclarative du groupe *i*.

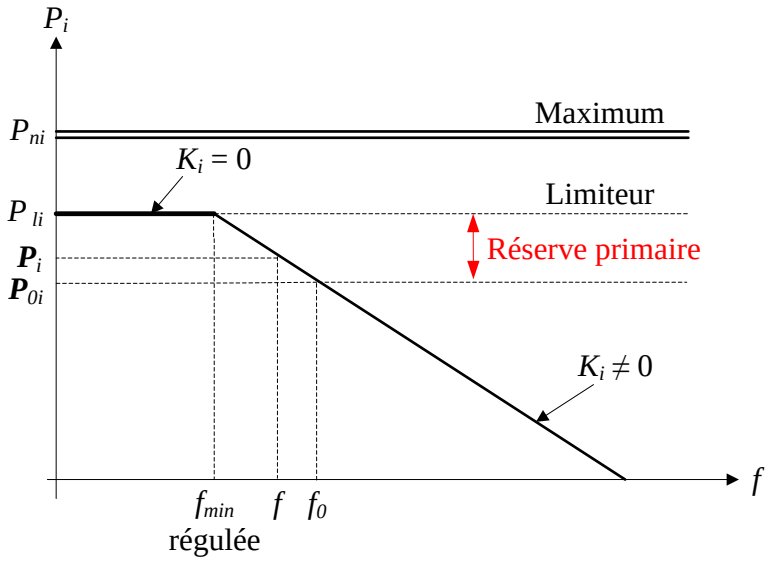


Figure 1-10. Caractéristique statique du réglage primaire de fréquence d'un groupe conventionnel

L'implémentation de cette stratégie de réglage conduit à deux notions importantes, celle de **réserve primaire** et celle d'**énergie réglante primaire**.

La première correspond à la capacité du système à rétablir l'équilibre offre-demande lorsque la consommation se trouve excédentaire. Pour un groupe *i* donné, la quantité de réserve primaire constituée sur ce groupe correspond à la différence entre sa puissance active fournie à la fréquence normale (P_{0i}) et sa puissance affichée au limiteur[6] (P_{li}) (Figure 1-10). Dans le cadre actuel du réglage primaire de fréquence, toutes les réserves primaires sont programmées en *J-1* (la veille pour le lendemain) pour chaque pas demi-horaire de la journée et la fourniture de la puissance de réserve doit pouvoir être maintenue pendant au moins 15 minutes consécutives, que ce soit sur les réseaux interconnectés ou insulaires.

L'énergie réglante primaire d'un groupe déclaré en réglage primaire de fréquence représente la quantité de puissance qu'il peut fournir au système électrique pour une variation de fréquence donnée tant que sa réserve n'est pas entièrement consommée. Selon les équations (1.2) et (1.3), on peut déduire l'expression de l'énergie réglante primaire du groupe *i*, qui est inversement proportionnelle à son statisme comme le montre l'équation (1.4) :

$$\boxed{K_i = \frac{P_{ni}}{f_0} \cdot \frac{1}{\delta_i}} \qquad (1.4)$$

[6] La puissance affichée au limiteur d'un groupe de production est sa puissance maximale autorisée au moment considérée. Elle est fixée à une valeur inférieure à la puissance nominale du groupe quand ce dernier participe également au réglage secondaire afin qu'il puisse disposer d'une réserve secondaire.

En général, le gain K_i est linéaire et constant au voisinage du point de fonctionnement normal (point de repos) du groupe (f_0, P_{0i}) et devient nul pour un groupe hors réglage ou ayant atteint la limitation (Figure 1-10). Au niveau du système, une variation de puissance de réserve ΔP est répartie sur l'ensemble des groupes participant au réglage primaire. En fin de réglage, on a donc pour n groupes :

$$\Delta P = \sum_{i=1}^{n} \Delta P_i \tag{1.5}$$

Selon (1.3) et (1.5), on peut déduire :

$$\Delta P = \sum_{i=1}^{n} K_i.\Delta f = K.\Delta f \tag{1.6}$$

Avec : K [MW/Hz] : énergie réglante de l'ensemble des groupes participant au réglage primaire et $K = \sum_{i=1}^{n} K_i$.

L'équation (1.6) montre que les différentes énergies réglantes primaires des groupes de production peuvent directement s'additionner et contribuent à l'énergie réglante totale du système électrique.

1.5.3. Caractérisation des régimes transitoires de fréquence pendant le réglage primaire

Dans le cas d'un système électrique constitué de N machines, on définit la puissance totale programmée P_0 pour la fréquence de référence f_0 :

$$P_0 = \sum_{i=1}^{N} P_{0i} \tag{1.7}$$

Comme évoqué plus haut, les actions menées sur les groupes de production pour régler la fréquence sont appuyées par l'effet d'autoréglage des charges. Une énergie réglante « charge » K_D (exprimée en MW/Hz) peut être associée à ce phénomène sous la forme suivante :

$$K_D = \frac{D}{100}.P_0 \tag{1.8}$$

Avec : D [%/Hz] : coefficient d'autoréglage de la charge comme le définit [KUN94]

Le réglage primaire est basé sur l'action d'un correcteur proportionnel et présente ainsi une erreur statique *i.e.* la fréquence du système est stabilisée en régime permanent à une valeur inférieure à la fréquence de référence en fin de réglage. La Figure 1-11 présente l'allure typique de la fréquence dans les secondes qui suivent une perte brutale de groupe. Face à un déséquilibre production-consommation du système ΔP_{syst}, il vient suite, à l'action du réglage primaire [KUN94] [DEL10] :

$$\boxed{\Delta f_{\infty} = \frac{\Delta P_{syst}}{K_D + K}} \tag{1.9}$$

Avec : Δf_{∞} [Hz] : écart de fréquence stabilisé en fin du réglage primaire,

ΔP_{syst} [MW] : déséquilibre production-consommation,

K [MW/Hz] : énergie réglante totale de tous les groupes participant (n) au réglage primaire (avec $n \leq N$),

$K_D + K$ [MW/Hz] : énergie réglante primaire du système électrique.

L'équation (1.9), valable à condition que la réserve primaire soit suffisante, montre que **pour une perturbation donnée sur le réseau, l'écart de la fréquence stabilisé à l'issue du réglage primaire est inversement proportionnel à l'énergie réglante primaire du système.** Cette dernière combine l'effet du réglage commandé sur la production (K est d'autant plus élevé que le statisme des groupes est faible, et que la puissance nominale et le nombre des groupes participant au réglage sont élevés) et l'effet d'autoréglage des charges sensibles à la variation de la fréquence.

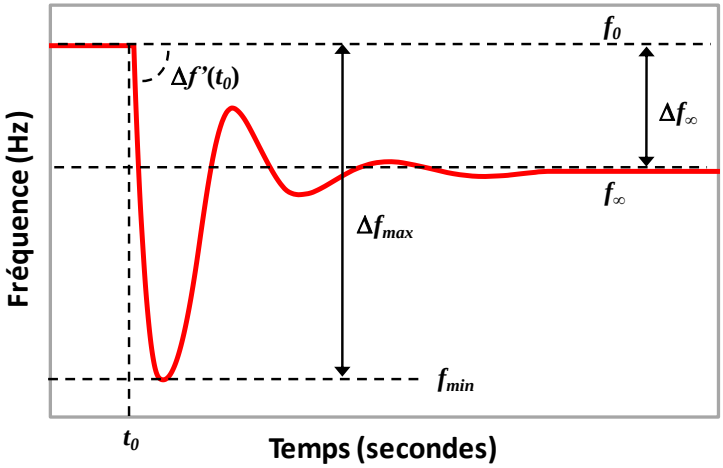


Figure 1-11. Comportement dynamique de la fréquence suite au déclenchement d'un groupe

Dans les premiers instants après l'apparition du déséquilibre au temps t_0 (Figure 1-11), c'est l'énergie cinétique des masses tournantes qui compense transitoirement le déséquilibre ΔP_{syst} avant que les groupes de production ne commencent à intervenir. Si nous notons Ω_{ni} [rad/s] la vitesse de rotation nominale de la machine i et supposons que le système comporte N groupes de production (et éventuellement M moteurs), l'énergie cinétique totale stockée dans les masses tournantes E_{c_syst} [J] peut être calculée par :

$$E_{c_syst} = \frac{1}{2}\sum_{i=1}^{N} J_i.\Omega_{ni}^2 + \left(\frac{1}{2}\sum_{i=1}^{M} J_i.\Omega_{ni}^2\right) \tag{1.10}$$

Avec : J_i [Kg.m^2] : moment d'inertie de la ligne d'arbre de la machine i

La constante d'inertie H_i [MW.s/MVA], homogène à un temps, est souvent appliquée dans le domaine électrotechnique pour caractériser la sensibilité de la vitesse d'une machine à des variations de la puissance électrique. Elle est définie comme l'énergie cinétique de la ligne d'arbre de la machine i à la vitesse nominale Ω_{ni}, ramenée à la puissance apparente de la machine S_{ni} [MVA] :

$$H_i = \frac{\frac{1}{2} J_i.\Omega_{ni}^2}{S_{ni}} \tag{1.11}$$

L'équation (1.10) peut donc s'écrire d'une autre manière par :

$$E_{c_syst} = \sum_{i=1}^{N} H_i.S_{ni} + \left(\sum_{i=1}^{M} H_i.S_{ni} \right) \tag{1.12}$$

La vitesse de variation de la fréquence suite à un défaut survenant à l'instant t_0 est caractérisée par le gradient de fréquence $\Delta f'(t)$ [Hz/s]. La théorie présentée dans [KUN94] permet d'accéder à l'expression de cette grandeur au temps t_0. Il est possible de démontrer :

$$\boxed{\Delta f'(t_0) = \frac{df}{dt}(t_0) = -f_0.\frac{\Delta P_{syst}}{2E_{c_syst}}} \tag{1.13}$$

On peut donc en déduire que **pour un déséquilibre production-consommation donné, le gradient de fréquence dans les premiers instants du transitoire est inversement proportionnel à l'énergie cinétique totale des masses tournantes du réseau**, *i.e.* plus cette dernière est importante, moins la fréquence chute vite après le défaut et plus le système est robuste.

A l'inverse, il est plus difficile de calculer théoriquement la profondeur Δf_{max} du creux de fréquence (ou la fréquence minimale f_{min}). En effet, l'expression de cette grandeur est très différente pour chaque système car elle dépend du type et du processus amont des groupes de production raccordés au réseau. Néanmoins, nous notons le point commun qui reste valable sur tous les systèmes électriques [UCT04-2] : après l'incident de perte fortuite d'un groupe de production ou d'augmentation imprévue de la consommation, **le creux du transitoire de la fréquence est d'autant moins profond**

- **que l'amplitude de la perturbation est plus faible ;**
- **que l'énergie cinétique totale des machines tournantes est plus importante ;**
- **que l'énergie réglante primaire du système est plus élevée**
- **que la dynamique de libération de la réserve primaire par le parc de production est plus rapide.**

Lorsque la réserve primaire est insuffisante face à un déséquilibre production-consommation ou si sa dynamique de libération est trop lente, le délestage de la

consommation est l'unique moyen de stabiliser la fréquence avant que les installations de production ne se déconnectent préventivement du réseau. L'automate de délestage fréquence-métrique a donc pour rôle principal d'éviter l'incident généralisé lorsque cela reste possible [RTE04].

En pratique, cette fonction est assurée au niveau des postes sources. La consommation est répartie en différents sous-ensembles (plusieurs nombres d'échelons) de façon à ne déconnecter que le volume de charge nécessaire au rétablissement de l'équilibre. En cas de franchissement d'un seuil de fréquence, l'automate déconnecte instantanément les consommateurs en suivant un ordre de priorité d'alimentation. Le dernier échelon, qui regroupe souvent les usagers prioritaires, n'est pas délestable. À l'issue de l'incident, les charges concernées sont progressivement reconnectées par commande manuelle.

1.5.4. Réglage secondaire et tertiaire de fréquence

L'adaptation rapide de la production à la consommation faite par le réglage primaire, laisse, en fin d'action, un écart de fréquence par rapport à la fréquence de référence. Elle provoque également une modification des échanges de puissance aux frontières. Ceci est dû au fait que toutes les machines, issues de différents pays, connectées de façon synchrone, réagissent à la variation de la fréquence commune, quelque soit l'endroit d'apparition de la perturbation.

Par conséquent, un autre réglage de fréquence, appelé « réglage secondaire », est également mis en place. Ce réglage automatique est plus lent que le réglage primaire et intervient une dizaine de seconde après la stabilisation de la fréquence par le réglage primaire. Il a pour double objectif de ramener la fréquence à sa valeur de référence et de rétablir les échanges entre pays (ou GRT) à leurs valeurs contractuelles.

Le réglage secondaire, basé sur une commande intégrale supplémentaire, va changer le programme de production des centrales participant à ce réglage. Pour cela un organe centralisé situé au dispatching national envoie un signal appelé niveau de téléréglage, élaborées à partir des télémesures de la fréquence et des transits sur les lignes d'interconnexion, aux groupes de production participant afin de modifier leurs puissances de consigne (P_{0i}) [RTE04]. Ces groupes sont sélectionnés par les producteurs en fonction de leurs capacités dynamiques à moduler leur production et de leur coût.

Suite à une perturbation, il est possible que la réserve primaire soit entamée et la réserve secondaire épuisée après les deux premiers réglages. Il est alors nécessaire de reconstituer ces réserves pour se prémunir de tout nouvel aléa [UCT04-2] [RTE04]. Ceci est réalisé par un réglage manuel, appelé « réglage tertiaire », effectué par les opérateurs du réseau depuis le centre de dispatching. Une réservation de puissance est dédiée à ce réglage. Cette réserve tertiaire est constituée avec des groupes qui ne sont pas à la puissance maximale ou qui peuvent démarrer rapidement. La réserve tertiaire est prévue la veille et peut être

mobilisée instantanément afin de recaler les programmes de production et de reconstituer les réserves primaires et secondaires.

1.5.5. Performance du réglage de fréquence et spécificités en milieu insulaire

Afin que le fonctionnement du réglage de fréquence soit correct et efficace, les opérateurs de réseaux définissent souvent clairement dans les référentiels techniques les exigences de performance et de qualité de service que doivent respecter les groupes de production lors de la fourniture de la réserve primaire. Pourtant sur les réseaux insulaires, du fait des particularités qui y sont relevées et de fortes contraintes économiques (cf. Paragraphe 1.4.1), la performance du réglage primaire de fréquence exigée par les gestionnaires de réseaux faibles peut être très différente par rapport à celle demandée sur les grands réseaux métropolitains. Cette différence est illustrée en prenant l'exemple du réseau européen [UCT04-2] et des réseaux insulaires français exploités par EDF SEI [SEI08-1] [SEI08-2].

En général les performances du réglage primaire envisageables des différentes filières (que ce soit à l'échelle d'une installation isolée ou d'une zone étendue) doivent être précisées en termes de :

- **Volume de réserve** : au niveau du système, la réserve primaire totale disponible est la somme des réserves des groupes participants. Dans le réseau synchrone de l'ENSTO-E, il est préconisé de constituer une réserve primaire totale de 3000 MW sur l'ensemble du système, ce qui permet de compenser la perte simultanée des deux plus gros groupes de production (deux tranches nucléaires du palier N4). Dans les réseaux insulaires, en tenant compte des coûts de l'énergie non distribuée très importants, le gestionnaire de réseau cherche à réduire au maximum les marges de réserve tout en conservant autant que possible la fiabilité du système. En faisant ce compromis, la quantité de réserve primaire constituée est variable selon le plan de production et peut être faible par rapport à des défauts dans certains cas. Il est donc nécessaire de s'appuyer parfois sur le délestage des consommateurs pour retrouver l'équilibre de production-consommation lors d'un incident grave.
- **Dynamique de libération** : en général la dynamique de libération de la réserve primaire doit être assez rapide afin de limiter la chute de fréquence pendant les transitoires après un défaut. L'ENSTO-E exige que 50% de la réserve primaire totale (soit 1500 MW) doit être injectée au réseau dans un délai maximum de 15 secondes après l'incident et la totalité de la réserve doit être déployée après 30 secondes. Dans les systèmes insulaires, le temps d'activation de la réserve, défini comme le temps d'établissement à 5% de la puissance active attendue compte tenu de la fréquence finale et du statisme du groupe, doit être inférieure à 15 secondes pour une chute de fréquence définie selon un gabarit publié par le gestionnaire.
- **Temps de maintien** : comme évoqué précédemment, les groupes de production participant au réglage primaire doivent être capable de maintenir la fourniture de la

puissance de réserve pendant au moins 15 minutes, afin de laisser suffisamment de temps à la réserve secondaire et à la réserve tertiaire rapide de prendre le relai du réglage de fréquence. Ce temps de maintien minimum de la réserve primaire est exigé dans tous les types de systèmes électriques.

- **Energie réglante primaire** : en Europe continentale, l'énergie réglante minimale requise que doit fournir le parc de production est périodiquement révisée par l'ENSTO-E. Depuis 2005 elle est fixée pour l'ensemble du système européen à 15000 MW/Hz. En revanche, aucune exigence en termes d'énergie réglante est précisée dans les référentiels techniques d'EDF SEI. En effet, l'énergie réglante primaire d'un système insulaire peut être fortement variable en pratique en fonction du nombre et du type de centrales démarrés à un instant donné. Il paraît donc très difficile et peu rentable pour le gestionnaire de réseaux de garantir une énergie réglante minimale à tout moment avec un nombre limité de groupes de production.

En plus des différences en termes de la performance requise du réglage primaire, les réseaux insulaires présentent également des spécificités au niveau du réglage secondaire et tertiaire de la fréquence. En effet, en raison de l'absence d'interconnexion, le réglage secondaire correspondant à la définition généralisée (précisée au paragraphe 1.5.4) n'est actuellement pas employé sur les réseaux insulaires. Le réglage tertiaire sur les îles, effectué de façon manuelle, a donc pour rôle de ramener la fréquence à 50 Hz après le transitoire et de rétablir la réserve primaire. Toute installation de production raccordée au réseau HTB doit participer à ce réglage. Sur demande du gestionnaire, la consigne de puissance du groupe doit pouvoir être modifiée au-delà du minimum technique jusqu'à la puissance maximale. À la différence du cas métropolitain, la contribution des producteurs aux services système n'est pas rémunérée dans les zones non interconnectées (ZNI) en raison de leurs caractéristiques spécifiques.

1.6. Conclusion

L'énergie éolienne fait aujourd'hui partie du paysage des producteurs d'électricité. Grâce à la diminution du coût d'installation et à l'application des technologies avancées à vitesse variable, la filière se développe très rapidement et sa part dans le mix énergétique devient de plus en plus importante.

Cependant l'intégration de la production éolienne dans le système électrique n'est pas sans conséquence sur le fonctionnement de ce dernier. Les impacts des éoliennes sur les réseaux de distribution et de transport, liés essentiellement à l'intermittence de la production et à la non-participation aux services système, conduisent à une gestion plus difficile des systèmes électriques. Ce problème est d'autant plus significatif que le réseau est plus faible. Pour les systèmes insulaires, nous soulignons la faible inertie et la grande sensibilité aux variations de production. Les gestionnaires de ces réseaux ont alors plus de difficultés

pour garantir la sûreté du système face à l'accroissement important de la production éolienne dans ces zones.

Un des problèmes majeurs pouvant éventuellement limiter l'insertion continue des éoliennes dans le système électrique est que cette production ne participe en général pas au réglage primaire de fréquence, qui est essentiel pour la stabilisation de la fréquence en cas d'incident. Cette approche est de moins en moins acceptable par les gestionnaires de réseaux. En conséquence, les conditions techniques de raccordement évoluent et tendront à exiger la capacité de fourniture d'un tel service aux producteurs éoliens, notamment dans les réseaux où le taux de pénétration atteint déjà un niveau important comme en Irlande ou en Danemark. La même tendance peut également être constatée sur les réseaux insulaires français disposant d'un potentiel éolien remarquable.

Envisager à terme un taux de pénétration très élevé de la production à base d'EnR impose de réfléchir à l'impact qu'aura cette production sur la dynamique du réseau et la constitution de la réserve primaire. Afin de prouver que la participation active des éoliennes au réglage primaire de fréquence est indispensable dans le futur, il est nécessaire d'identifier les limites techniques à la fourniture de ce réglage par les seuls groupes classiques et de préciser le taux de pénétration « critique » à partir duquel les pratiques actuelles (fonctionnement des éoliennes à la puissance maximale disponible) ne sont plus pertinentes. Cette étude fera l'objet du chapitre suivant.

Chapitre

2

Impact sur le réglage primaire de fréquence de l'intégration de la production renouvelable passive en milieu insulaire

2.1. Introduction

A l'heure actuelle, les producteurs à base d'EnR fatales ne contribuent généralement pas au réglage de fréquence et injectent sur le réseau la totalité du productible disponible : ils se comportent ainsi comme des générateurs « passifs » du point de vue de la gestion du système. Le développement rapide de la production renouvelable passive dans les systèmes insulaires, qui possèdent souvent un nombre limité de parcs de production, conduira à terme à substituer les générateurs EnR à des groupes conventionnels sur lesquels est placée la réserve primaire. Cela posera à terme le problème d'allocation de la réserve aux gestionnaires de réseau. De plus, l'inertie du système, qui conditionne sa stabilité en cas de défaut, est directement liée au nombre (et à la technologie) des générateurs classiques raccordés au réseau. En présence d'un taux de pénétration élevé de la production renouvelable passive qui, naturellement ne contribue pas à l'inertie du réseau, le système pourrait se trouver plus exposé aux perturbations de l'équilibre production-consommation.

En considérant ces deux aspects conjugués se pose la question du taux de pénétration instantané « critique » à partir duquel la contribution au réglage primaire de fréquence des énergies renouvelables fatales paraît indispensable afin qu'un niveau de sûreté satisfaisant du système électrique puisse être maintenu. Ce problème a été d'abord étudié

théoriquement dans ce chapitre en identifiant les contraintes statiques (placement de la réserve) et dynamiques (diminution de l'inertie) qui seront rencontrées par les gestionnaires de réseau à fort taux de pénétration, et puis plus concrètement sur un cas d'application d'un réseau réel, qui est le système insulaire Guadeloupéen, en considérant l'intégration des éoliennes dans ce système.

En plus des contraintes liées à la spécificité des technologies de la production renouvelable passive, la caractéristique intermittente des sources primaires a également un impact sur le fonctionnement du réglage de fréquence. En effet, dans le contexte actuel, la réserve primaire sur les réseaux insulaires est généralement dimensionnée pour couvrir le plus grand aléa 15 minutes du système. En cas de forte puissance installée, la variation de la production d'EnR fatales pourrait devenir plus dimensionnante par rapport aux autres aléas de production, notamment en milieu insulaire où la variabilité est plus élevée à cause d'un effet de foisonnement relativement faible. Cela conduirait à une modification du dimensionnement de la réserve minimale requise dans le système. Ce problème a été étudié dans la dernière partie de ce chapitre en se basant sur les analyses statistiques du relevé réel de production éolienne du réseau de Guadeloupe.

2.2. Impact statique sur le placement de la réserve

Dans ce paragraphe, l'impact de la production à base d'EnR fatales sur le placement de la réserve primaire dans les réseaux insulaires sera analysé, en se plaçant du point de vue du gestionnaire de réseau. Pour cela, les difficultés rencontrées par ce dernier pour définir un plan de production permettant de satisfaire à l'exigence du volume de réserve en cas de forts taux de pénétration seront identifiées.

2.2.1. Règles générales pour définir un plan de production

Pour assurer une exploitation sûre du réseau électrique et maintenir sa sécurité, certaines règles doivent être respectées lors de la prévision et de la définition du plan de production, entres autres :

1) La production totale doit permettre de satisfaire la consommation de toutes les charges ainsi que les pertes du transport d'électricité ;
2) Il faut au moins garantir le volume minimal requis de réserve primaire permettant de couvrir le risque N-1. (La perte d'une unité électrique du réseau ne doit pas perturber l'exploitation et l'usage du réseau.)[7] ;

[7] Le respect de cette règle n'est pas tout le temps assuré sur les réseaux insulaires. En raison de fortes contraintes économiques, la quantité de réserve primaire constituée sur ces réseaux peut être inférieure au volume minimal requis dans certains cas. En cas d'incident grave, le délestage n'est donc pas évitable. Ces cas particuliers ne sont pas considérés ici.

3) La charge de chaque unité de production doit être comprise entre son minimum et maximum technique.

2.2.2. Problématiques liées à l'insertion massive de la production renouvelable passive

Il existe deux types de production dans les systèmes électriques insulaires au regard du réglage primaire de fréquence :

1) Les groupes qui participent au réglage primaire et sur lesquels la réserve peut être répartie : ce sont en général des groupes conventionnels thermiques. La quantité de réserve primaire d'un tel groupe est la différence entre sa puissance affichée au limiteur et sa puissance réellement produite et envoyée au réseau.

2) Les groupes qui ne participent pas au réglage de fréquence : il s'agit notamment des unités de production exploitant diverses sources renouvelables (ex : PV, éolien, etc.). Ces groupes sont souvent contractualisés avec le gestionnaire dans le cadre d'obligation d'achat. L'admission de leur production au réseau est ainsi prioritaire par rapport aux groupes conventionnels.

Comme montré dans la Figure 2-1, jusqu'ici la consommation est essentiellement couverte par les groupes thermiques participant au réglage primaire de fréquence. Dans le cas où la production à base d'EnR fatales continue à s'accroître et atteint un niveau critique, il est plus difficile pour le gestionnaire de réseau de définir le plan de production en respectant à tout moment les contraintes techniques. En effet, comme la production renouvelable est achetée prioritairement, si la consommation reste au même niveau (ou évolue peu), une augmentation de la production éolienne conduira à une diminution de la production conventionnelle qui pourrait contribuer à la constitution de la réserve. Dans ce cas, deux solutions sont envisageables par le gestionnaire :

- La première solution consiste à laisser raccorder au réseau le même nombre de groupes conventionnels tout en réduisant leur puissance produite comme illustré dans la Figure 2-1(b). Cette solution permet de garantir la réserve minimale nécessaire car la quantité de réserve constituée sur chaque groupe thermique augmente tandis que la production de ces groupes diminue. Néanmoins, avec la diminution de la production conventionnelle, l'un des producteurs, voire plusieurs, fonctionnerait éventuellement en dessous du minimum technique (ex : le groupe D). De plus, on assiste à une désoptimisation de la production électrique au sein de ce système. Cette solution n'est donc acceptable que dans une certaine mesure.

- Une autre solution consiste à diminuer le nombre de groupes conventionnels connectés pour assurer que la production de ces groupes soit comprise entre leur maximum et minimum techniques comme illustré dans la Figure 2-1(c). Par contre, au-delà d'un certain taux de pénétration, la quantité de réserve requise pourrait ne plus être garantie avec un nombre réduit de groupes participant au réglage primaire de fréquence.

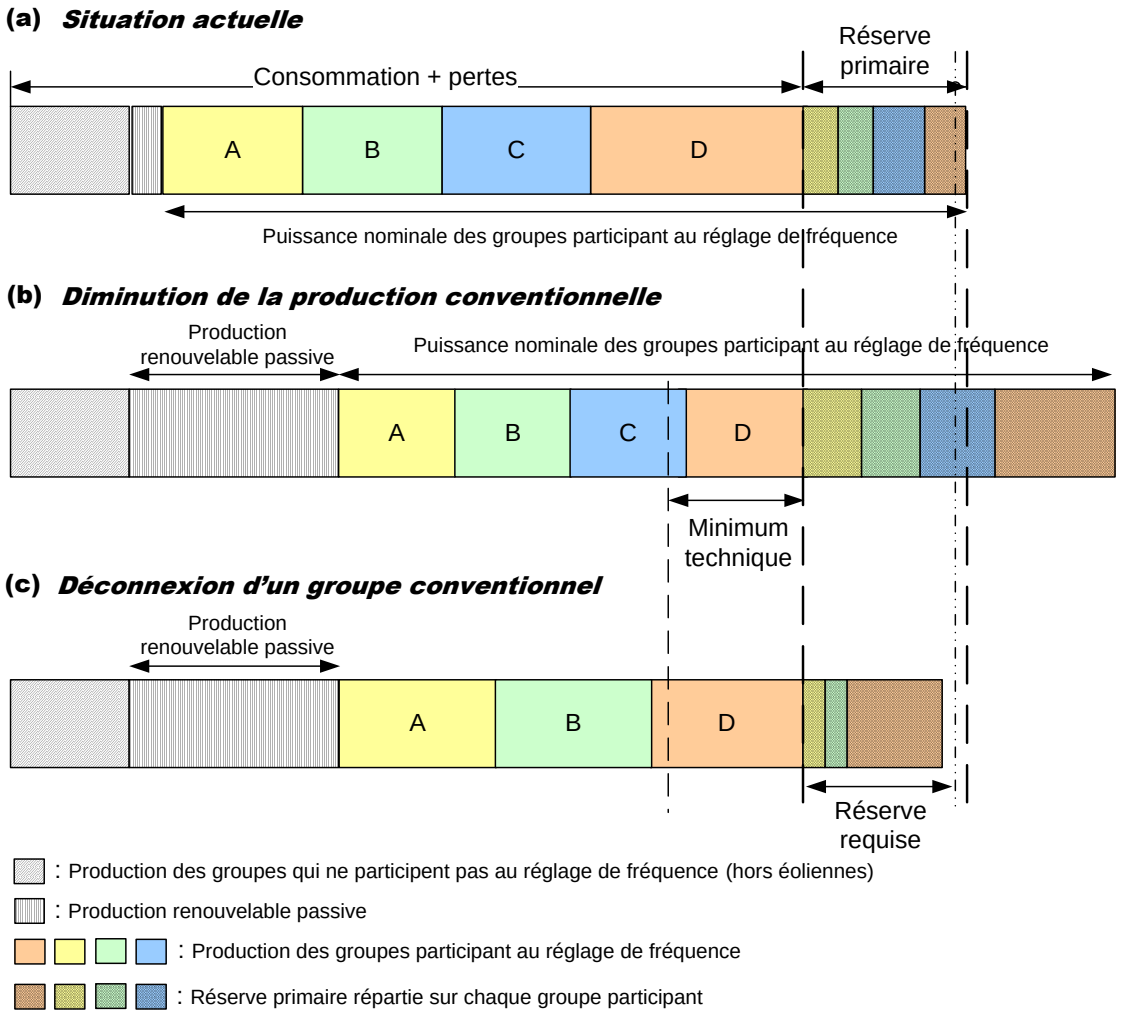


Figure 2-1. Plan de production d'un système insulaire à fort taux de pénétration

La définition du plan de production est une problématique d'optimisation dont la solution pour le gestionnaire n'est pas unique. Dans ce sens, la Figure 2-1 n'est qu'un exemple donné à titre indicatif, qui nous aide à comprendre que l'augmentation de la production renouvelable passive aura un impact significatif sur la flexibilité et la sécurité du système, ainsi que sur le fonctionnement des groupes conventionnels. Sans prendre en compte l'impact dynamique sur le système électrique, du point de vue statique, l'intégration de la production à base d'EnR fatales sera limitée, du moins en l'absence de participation au réglage de fréquence.

2.3. Impact dynamique sur l'inertie du système électrique

Après avoir analysé l'impact statique de l'insertion de la production renouvelable passive sur le placement de la réserve, les études ont été menées de manière à caractériser son impact sur la dynamique du fonctionnement du système électrique. Il convient en effet

d'identifier si les technologies à base d'EnR fatales peuvent soulever des problèmes dynamiques spécifiques.

2.3.1. Positionnement du problème

Contrairement aux groupes conventionnels à base d'alternateurs synchrones directement raccordés au réseau, les générateurs éoliens à vitesse variable (dont la vitesse de rotation est découplée de la fréquence du réseau par des convertisseurs) et les panneaux photovoltaïques (qui ne comportent pas de masses tournantes) ne contribuent pas naturellement à l'inertie totale du réseau auquel ils sont raccordés.

A contrario, les éoliennes à vitesse fixe à base de machines asynchrones se comportent similairement aux groupes conventionnels en cas de variation de la fréquence en libérant de l'énergie cinétique stockée dans leurs masses pour stabiliser la fréquence [EKA04]. Néanmoins, en raison de la petite taille de l'installation unitaire, la constante d'inertie de ce type d'éolienne est en général très faible [AKH07] et l'apport inertiel des éoliennes à vitesse fixe pour le système électrique est donc marginal par rapport à celui des groupes classiques.

Un taux de pénétration croissant de la production renouvelable passive se traduit à plus ou moins longue échéance par une réduction du nombre de groupes conventionnels raccordés, pourrait donc conduire à une baisse de l'inertie globale du système et de l'énergie réglante totale du réseau. Dans cette situation, l'occurrence d'un défaut engendre une chute de fréquence plus rapide, un creux de fréquence plus profond ainsi qu'un écart stabilisé de fréquence plus large, comme démontré par les théories présentées dans le paragraphe 1.5.3. La conséquence sur les réseaux insulaires est donc un risque plus important de délestage.

2.3.2. Retours d'expérience sur les réseaux à fort taux de pénétration des éoliennes

De nombreux travaux de recherche ont révélé l'impact d'un fort taux de pénétration de la production renouvelable passive, notamment celui de la production éolienne (en raison de sa proportion importante dans le mix énergétique de plusieurs réseaux), sur le fonctionnement dynamique du système électrique [ERL06] [DUV09] [JOH10] [BRI11]. Parmi ces travaux, on note deux études représentatives sur les réseaux réels.

[DOH10] a effectué une étude statistique sur le réseau irlandais. Ce réseau n'est, au sens strict du terme, pas un système insulaire car il est interconnecté avec le réseau anglais par des lignes HVDC. Les auteurs ont simulé la perte du plus gros groupe au pas de chaque heure sur les différents plans de production d'une année entière (au pas horaire) et comparé les scénarii avec respectivement une puissance éolienne installée de 0, 1742 et 3630 MW et une capacité d'interconnexion de 400 et 800 MW (cf. Tableau 2-1). Il a été montré que, dans le cas le plus favorable (0 MW d'éolien installé et 400 MW d'interconnexion HVDC), les gradients de fréquence après l'incident sont tombés en dessous de -0,4 Hz/s pendant seulement 0,7% de temps et les fréquences minimales transitoires sont inférieures

à 49,3 Hz pendant seulement 6,2% de temps. Au contraire, dans le cas le moins favorable (3630 MW d'éoliennes à vitesse variable installées et 800 MW d'interconnexion HVDC), ces deux seuils peuvent être atteints pendant respectivement 17,5% et 18,3% de temps dû à la diminution de l'inertie du réseau en présence de beaucoup de production non synchrone.

Scénarii \ % du temps	Avec un gradient de fréquence maximal inférieure à -0,4 Hz/s	Avec une fréquence minimale inférieure à 49,3 Hz
400 MW HVDC + 0 MW éolien	**0,7%**	**6,2%**
400 MW HVDC + 1742 MW éolien	2,1%	7,8%
400 MW HVDC + 3630 MW éolien	10,0%	13,9%
800 MW HVDC + 0 MW éolien	2,1%	8,0%
800 MW HVDC + 1742 MW éolien	5,3%	10,6%
800 MW HVDC + 3630 MW éolien	**17,5%**	**18,3%**

Tableau 2-1. Impact de l'augmentation de la production non synchrone sur la dynamique de la fréquence du réseau irlandais

La réduction de l'inertie du système à fort taux de pénétration éolien peut également être confirmée par le retour d'expérience sur le réseau de l'île d'Hawaï. La production éolienne a connu un accroissement considérable depuis dix ans sur ce petit système non-interconnecté dont la consommation maximale est de l'ordre de 190 MW (2010). En 2010, le gestionnaire du réseau a enregistré et étudié deux incidents très similaires (perte de la même turbine à gaz) qui se sont produits respectivement à 20h33 le 22 février et à 20h37 le 3 juillet [DAN11]. La différence majeure entre ces deux incidents est que très peu de groupes conventionnels ont été raccordés au réseau le 3 juillet à cause de la production importante des éoliennes. Ceci a pour conséquence que la fréquence chute beaucoup plus vite après le défaut ce jour (le temps pour passer de 60 à 58,8 Hz était de 3,2 secondes tandis que ce temps enregistré le 22 février était de 3,9 secondes). Une différence de niveau d'énergie réglante du réseau a été également observée : cette grandeur a diminué de 31 MW/Hz (le 22 février) à 24 MW/Hz (le 3 juillet) avec le remplacement des groupes classiques par les producteurs éoliens.

Même si l'impact dynamique de la production renouvelable passive sur l'inertie du système est déjà connu, les études précédentes dans la littérature n'ont pas clairement révélé l'influence du taux de pénétration. L'évolution du gradient et du creux de fréquence en cas de défaut devrait être caractérisée en fonction du taux de pénétration instantané de la production d'EnR fatales afin de pouvoir préciser les limites d'insertion de ce dernier au regard des pratiques actuelles. Nous proposons ainsi de valider et d'illustrer concrètement

les principes présentés dans le paragraphe 2.2 et 2.3 en nous appuyant sur une étude de cas de référence sur un réseau type « système insulaire ».

2.4. Présentation de l'étude de cas

Il aurait été possible de mener les études sur le cas d'un réseau fictif, toutefois, dans un souci de réalisme et en concertation avec EDF SEI, il a été décidé de conduire les travaux sur le modèle de l'archipel de Guadeloupe, développé au L2EP [MAR09] [DEL10] [WAN10-1]. Les résultats de simulation détaillés en partie 2.4.3 ont été obtenus à l'aide d'un « logiciel de métier », *Eurostag v4.4 RTE*, qui permet de simuler avec un pas de temps variable le comportement électromécanique d'un système électrique [EUR12].

Dans le cadre de la présente thèse, l'existant en termes de modélisation et d'études dynamiques du système électrique guadeloupéen a été repris, notamment le travail de D. Marin [MAR09] (collecte de données du réseau et première modélisation sur *Eurostag*) ainsi que celui de G. Delille [DEL10] (actualisation des chaînes de régulation de vitesse et de tension des groupes de production et validation du comportement transitoire du modèle). La mise à jour réalisée consiste à actualiser certaines données d'entrée et à compléter la modélisation du réseau de Guadeloupe en incluant un modèle plus précis des fermes éoliennes à vitesse fixe (avec le modèle électromécanique de la machine asynchrone), alors que dans les études précédentes, elles ont été représentées par des injecteurs de puissance sans inertie.

2.4.1. Présentation du modèle du réseau de Guadeloupe

La région Guadeloupe est un archipel d'environ 1600 km^2 comprenant deux îles principales, la Grande-Terre (586 km^2) et la Basse-Terre (848 km^2), séparées par un étroit bras de mer et interconnectées à l'archipel des Saintes (Terre-de-Haut et Terre-de-Bas), à Marie-Galante et à La Désirade. La population est estimée à 404,000 habitants (estimation INSEE fin 2010). La densité de population est de l'ordre de 250 habitants au km^2.

2.4.1.1. Réseau de transport

Le réseau de transport de la Guadeloupe, présenté en Figure 2-2, est exploité à 63 kV et se compose de deux boucles principales, l'une pour Basse-Terre et l'autre pour Grande-Terre. Elles sont interconnectées au niveau du centre Jarry Nord/Jarry Sud. Les groupes de production sont reliés au réseau HTB par un transformateur élévateur de tension. Le réseau compte 13 postes sources et chaque poste source comporte deux transformateurs abaisseurs 63/21 kV qui débitent chacun sur un nœud HTA auquel sont raccordées les charges (modèle agrégé par demi-rame) et, le cas échéant, les producteurs décentralisés (modèle agrégé des fermes éoliennes).

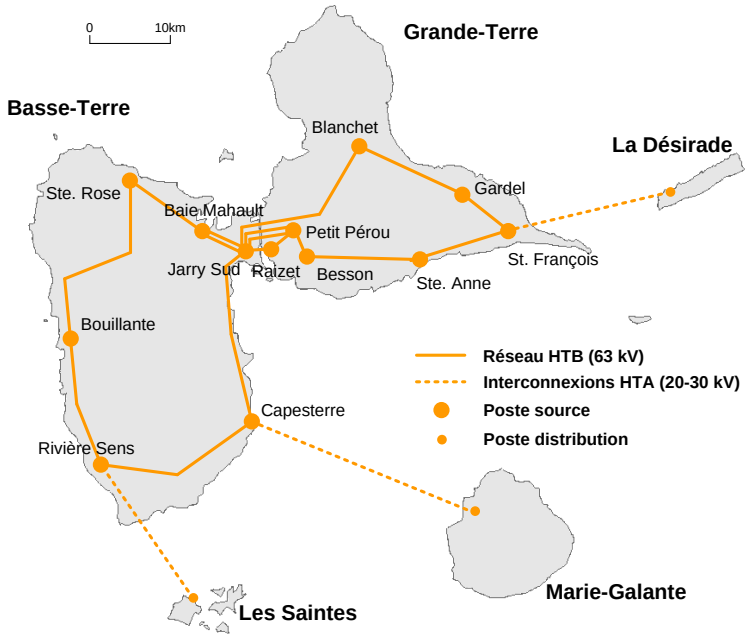


Figure 2-2. Réseau HTB et postes sources de la Guadeloupe

Tous les transformateurs HTB/HTA sont équipés d'un régleur en charge, dispositif qui maintient la tension HTA au secondaire des transformateurs autour d'une valeur de consigne en ajustant en charge le nombre de spires de l'enroulement primaire. La plupart des dispositifs en exploitation en Guadeloupe ont un intervalle de réglage de leur rapport de transformation de ±12% ou ±14% sur 17 prises. La plupart des postes sources comportent également une compensation de puissance réactive locale via les batteries de condensateurs HTA installées au sein de ces postes. Le nombre de gradins enclenchés est contrôlé depuis le dispatching par une commande manuelle en fonction du niveau de consommation.

2.4.1.2. Parc de production

En 2010, l'énergie nette livrée au réseau s'est élevée à 1730 GWh, pour une puissance de pointe de 260 MW. Le parc de production est réparti sur plusieurs sites et met en jeu une grande diversité de sources primaires (Figure 2-3). La majorité de l'électricité de l'archipel est issue de moyens thermiques conventionnels (91%), principalement des groupes Diesel. La part des énergies renouvelables est de l'ordre de 9%, incluant l'éolien (2,4%), la géothermie (0,8%)[8], l'hydraulique (0,9%), le photovoltaïque (1%) et la bagasse durant la période sucrière (3,5%).

[8] La faible part de la géothermie dans le mix est liée à une sous performance en 2010 de l'installation de Bouillante. En 2008 et 2009, la part dans le mix était de l'ordre de 5% diminuant ainsi la part thermique.

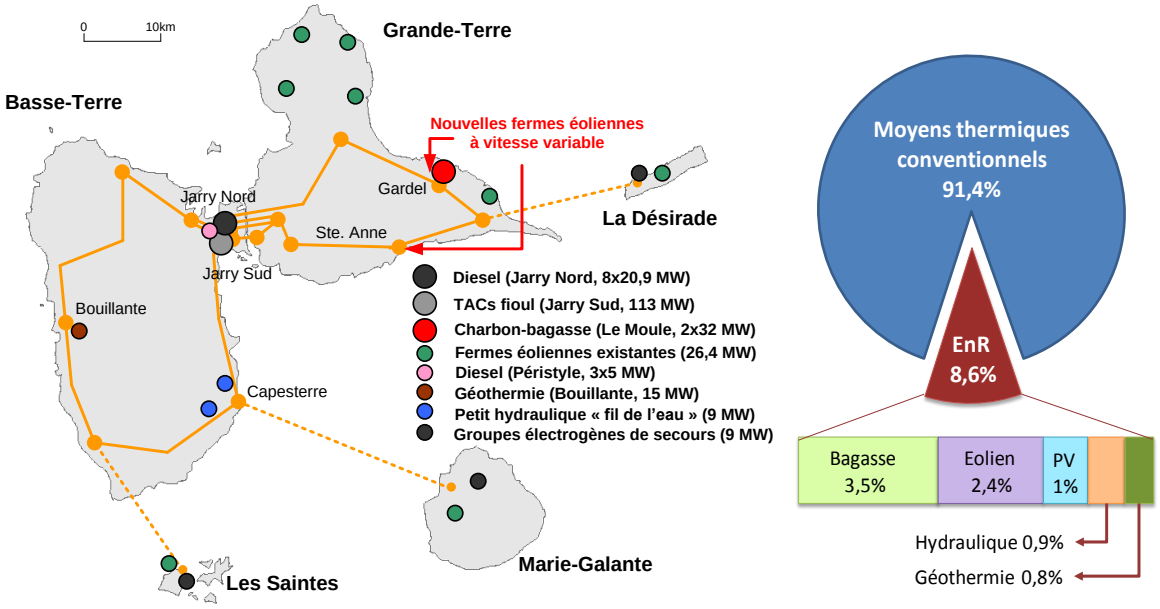


Figure 2-3. Parc de production et origine de l'électricité de la Guadeloupe en 2010

L'état du parc en 2010 et ses évolutions prévues pour les années à venir font l'objet du document [SEI11]. Les moyens thermiques raccordés au réseau de Guadeloupe sont les suivants :

- **JN01 à JN08** : la centrale de Jarry Nord exploitée par EDF comprend **huit moteurs Diesel semi-rapides de 20,9 MW unitaire**. En tenant compte de la consommation de leurs auxiliaires, ces groupes injectent une Puissance Continue Nette (PCN) maximale de 20,1 MW. Ces groupes fonctionnent par vocation en base et semi-base et participent au réglage de fréquence.

- **CTM01 et CTM02** : la centrale thermique de la Compagnie Thermique du Moule (CTM) comporte **deux groupes charbon bagasse**[9] (2 fois 32 MW en puissance installée brute soit 59,5 MW en PCN). Elle fonctionne en base, à la bagasse pendant la période sucrière de février à juin et au charbon le reste du temps. La PCN diminue pendant la saison sucrière jusqu'à 46 MW du fait de la consommation de la sucrerie en vapeur.

  [SEI11] mentionne qu'une troisième centrale thermique du Moule d'une puissance de 34 MW, fonctionnant au charbon, a été mise en service en mars 2011. Faute des données disponibles dans la littérature, cette nouvelle centrale n'est pas modélisée dans le cadre de la thèse.

- **CCC01 à CCC03** : la centrale de Péristyle comporte **trois moteurs Diesel semi-rapides de 5 MW** chacun appelés en base. Chaque groupe fait partie d'un cycle combiné dont la turbine à vapeur (1 MW) alimente les auxiliaires en basse tension.

[9] La bagasse est le résidu fibreux de la canne à sucre qu'on a passé par un moulin pour en tirer le sucre.

- **TAC02 à TAC05** (TAC01 déclassée en 2007) : la centrale de Jarry Sud compte **quatre Turbines à Combustion** (TAC) pour une puissance totale de 113 MW. Ave un coût d'investissement plus faible mais un coût proportionnel beaucoup plus élevé (fonctionnement au fuel domestique) que celui des moteurs Diesel (fonctionnement au fuel lourd), les TACs constituent l'optimum économique pour couvrir les pointes de consommation. De plus, elles autorisent un démarrage et une montée en charge rapides : elles sont donc également utilisées en secours.

En plus de la bagasse utilisée ponctuellement dans l'année par la centrale de la CTM, ce parc thermique conventionnel s'accompagne de diverses installations exploitant des sources renouvelables :

- **Groupes géothermiques** : la centrale géothermique de Bouillante sur la Basse-Terre compte deux tranches de 5 et 10 MW. L'installation est alimentée via la chaleur du volcan « La Soufrière ». Ces groupes fonctionnent à leur puissance nominale et ne participent pas au réglage de fréquence/puissance active.

- **Groupes hydrauliques** : Les bonnes caractéristiques hydrographiques de Basse-Terre ont permis également l'installation de plusieurs mini-centrales hydrauliques au fil de l'eau utilisant des machines synchrones couplées directement au réseau. La puissance cumulée atteint environ 9 MW.

- **Fermes éoliennes** : une puissance cumulée de 27,4 MW a été installée à la Désirade (3,4 MW), à Marie-Galante (2,9 MW), aux Saintes (1,9 MW) et sur l'île de Grande-Terre (19,2 MW). Il s'agit de machines asynchrones à cage d'écureuil à vitesse fixe et ne sont pas dispatchables[10].

- **Panneaux photovoltaïques** : la Guadeloupe compte fin avril 2011, 29 MWc de panneaux raccordés au réseau électrique. Les installations existantes sont en majorité diffuses (quelques kWc par site) et des projets centralisés (quelques MWc) sont à l'étude.

Dans les années à venir, le parc de production de la Guadeloupe devrait évoluer sensiblement, avec notamment le déclassement des groupes de Jarry Nord et la mise en service du site de remplacement EDF PEI prévue en 2013. Les sources à base d'énergies renouvelables devraient poursuivre leur développement : au 31/12/2010, EDF SEI recense 114 MW de photovoltaïque en attente de raccordement [SEI12] et d'autres projets sont à l'étude, comme par exemple un groupe géothermique de 30 MW [SEI11]. En plus, la CRE a publié en 2010 un appel d'offre [CRE10] pour SEI visant à installer 20 MW d'éolien sur le réseau de Guadeloupe.

[10] Les données dynamiques de ces turbines de petites puissances (20 à 75 kW) ne sont pas toutes disponibles dans la littérature, des valeurs typiques issues de [AKH07] ont été également utilisées pour caractériser les machines asynchrones de ces éoliennes.

2.4.1.3. Eléments de conduite du réseau de Guadeloupe

Les pratiques d'exploitation du gestionnaire du réseau guadeloupéen sont détaillées dans la thèse [MAR09] ainsi que dans les référentiels techniques d'EDF SEI [SEI08-1] [SEI08-2] [SEI10-1] [SEI10-2]. En matière de réglage de fréquence, le niveau de réserve primaire est variable en pratique et peut être ajusté en infrajournalier par le dispatcheur par téléphone : le principe consiste à optimiser le volume constitué de façon à maintenir sous les seuils de qualité prédéfinis la probabilité d'atteinte des différents échelons de délestage suite au déclenchement du plus gros groupe couplé au réseau, qui est en général une tranche CTM. D'après [MAR09], les règles actuelles de gestion de la réserve primaire conduisent à un volume total pour l'archipel de 20 MW à 26 MW la plupart du temps.

La Figure 2-4 présente un exemple d'empilement typique des moyens de production pour une journée de fonctionnement du système électrique guadeloupéen (données datées de 2006)[11]. Le profil de consommation du réseau se caractérise par un creux apparent durant la nuit (proche de 4h) et deux périodes de pointe plus ou moins marquée dans la journée : l'une vers midi et la seconde en début de soirée vers 20h.

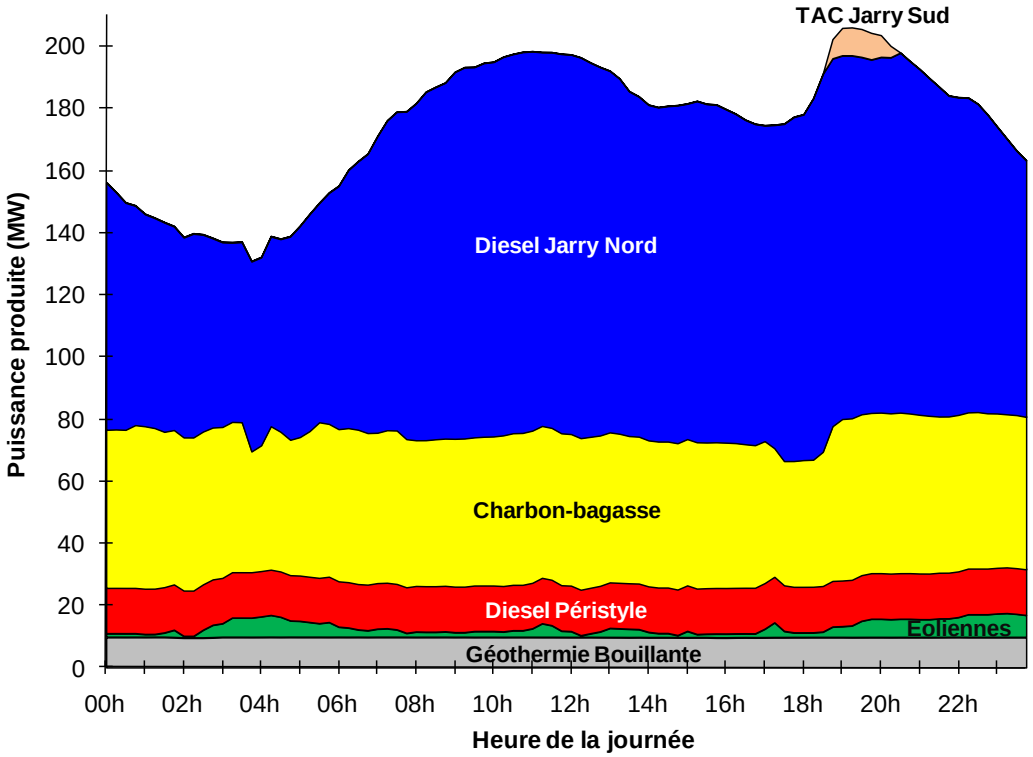


Figure 2-4. Exemple de programme de marche journalier du parc Guadeloupéen

Les productions à base d'énergies renouvelables (géothermie, éolien et photovoltaïque) ne contribuent pas au réglage de la fréquence dans le contexte actuel. Elles font l'objet d'une obligation d'achat par EDF et sont donc appelées en priorité pour couvrir la demande, dès

[11] La production du PV n'apparait pas sur ce graphique car à l'époque, cette source était encore très peu développée sur le réseau de Guadeloupe.

qu'elles sont disponibles et dans les limites de dispositions réglementaires qui visent à assurer la sûreté des systèmes électriques insulaires en présence de taux de pénétration élevés des EnR intermittentes[12] (cf. 1.4.2.3).

Les groupes Diesel de Péristyle (CCC01-03) et les groupes charbon-bagasse (CTM01-02) sont appelés en second, leur programme de marche étant défini contractuellement :

- Les trois groupes de Péristyle fonctionnent en général au voisinage de leur puissance nominale et participent peu au réglage de fréquence.
- Les deux groupes charbon-bagasse injectent une puissance comprise entre 20 et 28 MW selon la période de la journée et participent à la constitution de la réserve primaire à hauteur de 4 à 5 MW par groupe, limite imposée pour ne pas nuire au fonctionnement de la tranche (rétablissement du processus thermodynamique après la sollicitation).

Enfin, les groupes Diesel de Jarry Nord (JN01-08) complètent l'empilement des moyens de production pour assurer l'équilibre production-consommation et la constitution d'un volume suffisant de réserve primaire, dont ils fournissent la majeure partie. Les TACs de Jarry Sud sont uniquement appelées à la pointe ou pour compenser les indisponibilités d'autres centrales.

2.4.2. Description des scénarii et des hypothèses d'étude

Nous cherchons à caractériser l'impact de la production éolienne sur la base du cas dimensionnant (perte du plus gros groupe à consommation minimale), qui est le pire cas d'un point de vue du réglage de fréquence, afin d'identifier le taux de pénétration « critique » à partir duquel la participation active des éoliennes au réglage de fréquence semble indispensable pour assurer la sécurité du système électrique. Il s'agit donc d'un taux critique par rapport à un critère bien précis, indépendamment des autres contraintes.

Les plans de charge et de production du système guadeloupéen pour le scénario de base retenu, mis au point à partir de télémesures, sont donnés au Tableau 2-2. Cette configuration est représentative du fonctionnement actuel du réseau de Guadeloupe au creux de charge d'une journée venteuse, comme vérifié via les études préexistantes et des échanges avec EDF SEI. Il s'agit d'une situation nocturne typique, la production photovoltaïque est donc absente des simulations réalisées.

[12] Selon [SEI11], la limite de 30 % concernant les énergies intermittentes, fixée dans l'arrêté du 23 avril 2008 modifié, devrait être atteinte dès 2011 sur le réseau de Guadeloupe. La système devrait en effet avoir aux environs de 85 MW d'EnR intermittentes (27,4 MW d'éolien et 58 MW de photovoltaïque) en service fin 2011, portant leur taux de pénétration potentiel au-delà de 30 % (seuil estimé en 2011 à 82 MW). Il est alors possible que le gestionnaire du réseau déconnecte certaines productions à base d'énergies intermittentes lorsque la consommation sera basse (dimanche et jours féries), le vent optimal et le ciel sans nuages.

Production (MW et MVAR)					Consommation (MW et MVAR)		
Nom		Puissance active de consigne	Puissance au limiteur	Réserve primaire	Poste source	Puissance active	Puissance réactive
Diesel Jarry Nord	JN01	14,3	20,9	6,6	B. Mahault	12,3	7,4
	JN04	15,2	20,9	5,7	Besson	13,9	3,7
	JN05	15,4	20,9	5,5	Blanchet	12,6	4,1
	JN06	14,8	20,9	6,1	Bouillante	3,0	1,2
Charbon Gardel	CTM01	21,3	25,3	4,0	Capesterre	13,0	3,1
	CTM02	20,7	24,7	4,0	Gardel	2,4	0,9
Diesel Péristyle	CCC01	4,7	5,1	0,4	Jarry sud	18,2	7,6
	CCC02	4,7	5,1	0,4	Petit Pérou	15,4	5,4
Geothermique + hydraulique	GEO	9,4	-	-	Raizet	9,2	7,1
	HYD	1,7	-	-	Riv. Sens	14,4	3,8
Eoliennes	EXISTANTES	16,2	-	-	St. François	5,5	1,8
	FUTURES	0,0	-	-	Ste. Anne	7,5	2,6
Total éolien		**16,2**			Ste.Rose	8,0	1,0
Production totale		**138,4**		**32,7**	**Total**	**135,4**	**49,7**
Taux de pénétration éolien		**11,7**			**Pertes**	**3,0**	

Tableau 2-2. Production et consommation du réseau de Guadeloupe pour le scénario de base

La consommation totale enregistrée est de l'ordre de 135 MW. La présence d'éoliennes à hauteur de 16,2 MW produite par les fermes actuellement raccordées au réseau conduit à un taux de pénétration éolien instantané d'environ 12%. Afin de simuler d'autres cas correspondant à des taux de pénétration différents, deux nouvelles fermes comportant uniquement des éoliennes à vitesse variable ont été introduites dans le système (indiqué comme « éoliennes futures » dans le Tableau 2-2) et sont raccordées respectivement aux postes sources Gardel et Sainte Anne, coté Grande-Terre sur des sites ventés (Figure 2-3). Selon l'ordre d'empilement des moyens de production du réseau de Guadeloupe présenté dans le paragraphe 2.4.1.3, lorsque le taux de pénétration éolien augmente, la production provenant des groupes Diesel de Jarry-Nord sera remplacée au fur et à mesure par la production éolienne de nouvelles fermes, tandis que le programme de marche des autres groupes reste inchangé.

L'incident considéré pour les études dynamiques est le déclenchement du groupe le plus puissant couplé au réseau, la tranche CTM01 démarrée à 21,3 MW, soit 15% du transit de puissance instantané sur le réseau (138,4 MW). Au moment de l'incident, la diminution brutale de la production totale s'accompagne également de la perte de la réserve primaire constituée par la tranche déconnectée (4 MW).

Un système électrique réel étant compliqué, la considération d'un modèle détaillé et complet conduit à une complexité non nécessaire qui nuit à la faisabilité des études. Certaines hypothèses de simplification ont alors été faites avant le lancement des simulations :

- **Un modèle agrégé est utilisé en assimilant la puissance d'une ferme de *N* éoliennes à celle d'une éolienne multipliée par *N*.** La partie électrique d'une ferme à vitesse fixe est modélisée à l'aide du modèle d'une machine asynchrone et une ferme à vitesse variable est représentée, dans un premier temps, par un

injecteur de puissance qui ne comporte pas d'inertie. En effet, comme la thèse étudie le réseau électrique dans son ensemble, au lieu de s'intéresser au comportement local de chaque turbine éolienne au sein d'une ferme, on prendra en compte plutôt le comportement de la ferme résultant au point de raccordement. Certains détails seront perdus sur les fermes, telle que la répartition locale de la consigne de puissance sur chaque turbine selon leur disponibilité, mais cela est supposé sans effet sur le comportement global du système [JAL10].

- **La consommation du réseau est modélisée par des charges purement impédantes.** En effet, conformément aux recommandations de [IEE93], il s'agit d'un pire cas, du point de vue des phénomènes étudiés. En effet, en l'absence de charge dynamique et d'autoréglage, les excursions de fréquence suite à un déséquilibre production/consommation sont maximales. Ce choix permet de se couvrir contre l'incertitude concernant le comportement dynamique réel des installations de consommation et son évolution dans le temps[13].

- **La vitesse du vent est supposée constante pour les études dynamiques** car ces dernières correspondent à une échelle de temps de l'ordre de la minute (temps de la stabilisation de la fréquence après l'incident). Les petites fluctuations de l'ordre de la seconde de la production éolienne sont donc négligées et considérées avoir un impact limité sur les transitoires de la fréquence devant celui de la perte d'un groupe de production. Il s'agit d'une hypothèse couramment retenue pour les études de raccordement. Dans ce cas, la problématique du comportement dynamique est dissociée de celle de la variabilité.

- **L'impact de la caractéristique intermittente de l'éolien sur le minimum requis de réserve primaire n'est pas pris en compte dans un premier temps.** Il fera l'objet de l'étude qui sera présentée au paragraphe 2.5. Il est supposé que, dans les scénarii considérés ici, la réserve primaire constituée par le gestionnaire du réseau avant l'incident ne doit pas être inférieure à 25 MW afin de pouvoir couvrir la diminution de la production et de la réserve après le déclenchement de la tranche CTM01. Au cas contraire, le délestage de la charge après l'incident ne sera pas évitable du fait du défaut de réserve.

[13] Néanmoins, cette hypothèse semble un peu pessimiste par rapport à la réalité. En effet, en comparant avec les télémesures sur les sites, [DEL10] a montré que, suivant les différents scénarii, la charge du réseau de Guadeloupe peut comporter de l'ordre de 10% à 40% de moteurs asynchrones, qui contribuent également à l'inertie totale du réseau comme le font les générateurs synchrones. Par contre, la modélisation des charges étant compliqué, il est difficile de quantifier le pourcentage de ces moteurs inclus dans la charge. En prenant l'hypothèse de la charge purement impédante, l'inertie du système sera donc légèrement sous estimée.

2.4.3. Résultats de simulation

2.4.3.1. Taux de pénétration critique statique

L'impact statique de la production éolienne passive sur le placement de la réserve a été d'abord analysé avec l'aide de calculs de load flow du logiciel *Eurostag*. Le plan de production a été défini pour une dizaine de scénarii (construits sur la base du scénario présenté dans le Tableau 2-2) correspondant aux différents taux de pénétration éoliens. La Figure 2-5 montre la quantité de réserve constituée sur l'ensemble du système guadeloupéen avant l'incident. Le cas « sans éolien » (0% de taux de pénétration) ne correspond plus à l'actualité et sert uniquement d'un cas de référence. Pour un taux de pénétration de 11,7%, on retrouve une réserve en puissance de 32,7 MW (Tableau 2-2).

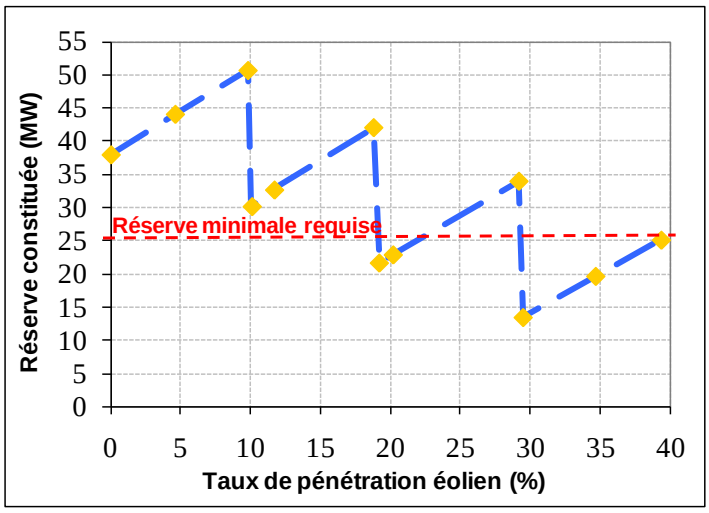


Figure 2-5. Quantité de réserve constituée avant l'incident

La majorité de la réserve primaire sur le réseau de Guadeloupe est fournie par les groupes Diesel de Jarry-Nord, dont la puissance produite diminue avec l'augmentation de celle des éoliennes. La quantité de réserve constituée sur ces groupes s'accroît ainsi au début et présente une proportionnalité avec le taux de pénétration. Cette tendance se poursuit jusqu'au point de fonctionnement où tous les groupes Diesel raccordés fonctionnent proche de leur minimum technique (cf. 2.2.2). Dans ce cas, si la production éolienne augmente encore, selon l'ordre d'empilement illustré en Figure 2-4, un des groupes Diesel devra être arrêté et sa production devra être répartie sur les autres groupes, ce qui réduira ainsi la quantité de réserve allouée sur ces derniers. L'élimination du programme d'un groupe Diesel conduit, par conséquent, à une chute brutale de la réserve totale constituée sur le réseau d'environ 20 MW, qui correspond donc à la puissance nominale d'un groupe Diesel. La tendance d'évolution de la réserve constituée illustrée en Figure 2-5 permet de révéler que la situation la plus tendue (réserve minimale) n'apparaît pas forcément au moment où le taux de pénétration est le plus élevé.

Pour le taux de pénétration de 20%, le volume de réserve constituée est légèrement inférieur à la valeur minimale requise. Ce faible écart peut être compensé en raccordant au

réseau le troisième groupe Diesel à Péristyle (CCC03), qui est disponible mais qui n'est initialement pas appelé dans le scénario de base (Tableau 2-2). Cependant, le manque de réserve primaire à 29,2% de taux de pénétration s'avère important (plus que 10 MW) et peut difficilement être couvert par l'ajustement du programme de marche des moyens de production fonctionnant en base ou en semi-base. L'étude statique sur le réseau de Guadeloupe a montré que, **dans le scénario considéré, il était difficile de dépasser 29% de taux de pénétration éolien tout en garantissant à tout moment la réserve requise** afin de couvrir l'incident de la perte du groupe le plus puissant. Au-delà de ce taux de pénétration critique statique, il faudrait trouver des moyens permettant de surmonter les contraintes sur le placement de la réserve, comme par exemple, l'introduction du stockage ou la participation des éoliennes à la réserve.

2.4.3.2. Taux de pénétration critique dynamique

Le problème dynamique provoqué par l'intégration de la production éolienne passive a été ensuite identifié et étudié sur le réseau de Guadeloupe. L'incident du déclenchement de la tranche CTM01 a été simulé pour les scénarii représentatifs identifiés par l'étude précédente (Figure 2-5) qui correspondent aux quatre taux de pénétration différents : de 0% (cas de référence), 11,7% (cas actuel), 20,2% (cas avec la réserve minimale) jusqu'à 29,2% (taux de pénétration critique statique). Pour faciliter la lecture des différents jeux de courbes obtenus, les automates de délestage du système électrique modélisé sont éteints.

La Figure 2-6 montre le comportement en fréquence du réseau durant la première seconde après l'incident (à t_0=10s). Une hausse du gradient de fréquence a été observée avec l'augmentation de la production éolienne, ce qui traduit la diminution successive de l'inertie totale du réseau. Ceci correspond également aux cas choisis pour les études statiques : le nombre d'alternateurs synchrones raccordés est réduit au fur et à mesure de l'insertion des éoliennes. En effet, le gradient de fréquence mesuré au moment du défaut (reporté sur la Figure 2-7), qui est inversement proportionnel à l'inertie globale du système électrique (cf. 1.5.3), chute de –1Hz/s à 0% de taux de pénétration (avec 5 groupes Diesel raccordés à Jarry Nord) jusqu'à –1,25Hz/s à 29,2% de taux de pénétration (avec 3 groupes Diesel raccordés à Jarry Nord). La diminution du gradient de fréquence illustrée dans la Figure 2-7 peut être caractérisée approximativement par l'équation linéaire (2.1).

$$\Delta f^{'}(t_0) = -0,0083\lambda - 1 \qquad (2.1)$$

Avec : λ [%] : taux de pénétration instantané de la production éolienne passive.

L'application de cette équation permet de prédire de façon approchée la tendance d'évolution du gradient de fréquence du réseau de Guadeloupe en fonction du taux de pénétration éolien pour l'incident dimensionnant (perte du générateur le plus puissant sur un creux de consommation).

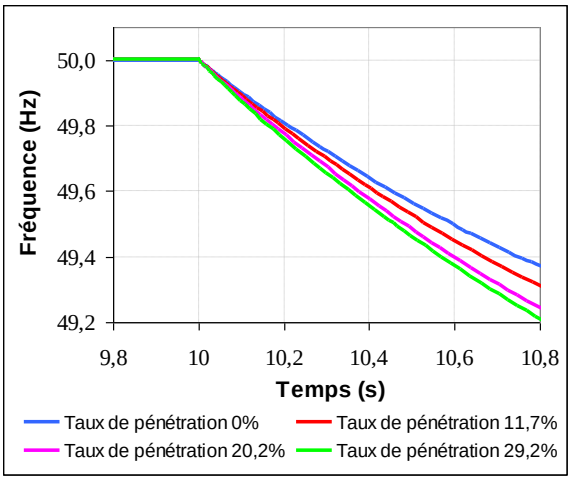


Figure 2-6. Fréquence du réseau durant la première seconde après l'incident

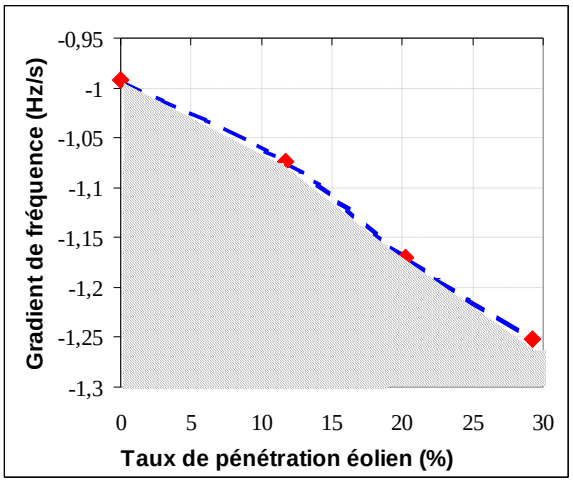


Figure 2-7. Gradient de fréquence mesuré au moment du défaut

Le comportement global de la fréquence, du régime transitoire au régime permanent, est montré dans la Figure 2-8. Il a été observé que le creux de la fréquence était plus profond en présence de production éolienne. Avec 30% de taux de pénétration, le premier cran de délestage fréquence-métrique est atteint après l'incident et dans le cas de 20% de taux de pénétration, le troisième cran de délestage est atteint (Figure 2-9). **Les études dynamiques ont montré qu'à partir d'un taux de pénétration éolien de 20%, de la charge sur le réseau de Guadeloupe peut être délestée à cause de la baisse de l'inertie même si la réserve statique mobilisable reste suffisante.**

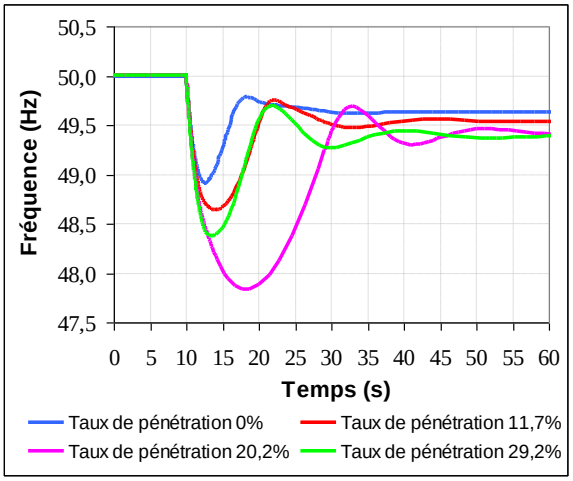


Figure 2-8. Comportement dynamique de la fréquence

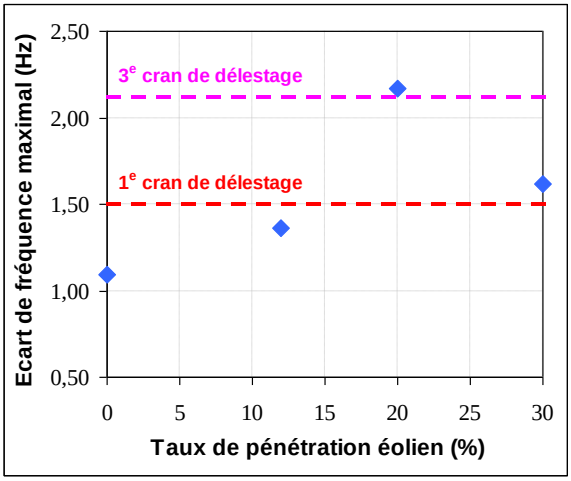


Figure 2-9. Ecart de fréquence maximal en fonction du taux de pénétration

Dans le cas d'un taux de pénétration éolien de 20%, il a été constaté que la profondeur du creux de fréquence est plus importante que dans le cas d'un taux de pénétration de 30%. Ce phénomène est fortement lié à la non-linéarité de la régulation de vitesse des groupes Diesel raccordés au réseau. En effet, la quantité de réserve à 20% de taux de pénétration est minimale par rapport à celle des autres cas (contraintes statiques) et donc presque toutes les réserves sont mobilisées après l'incident. Les groupes participant au réglage de fréquence,

notamment la production Diesel, sont ainsi plus sollicités. Néanmoins, à cause de la saturation interne de la consigne d'ouverture des valves, plus ces groupes fonctionnent près de leur puissance nominale, moins ils peuvent libérer leur réserve rapidement.

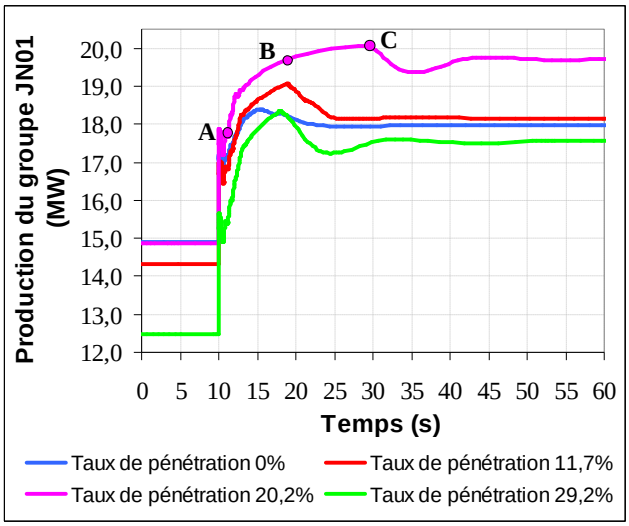


Figure 2-10. Comportement dynamique de la production du groupe Diesel JN01

La Figure 2-10 montre la production du groupe Diesel JN01 pour les différents scénarii étudiés. Dans le cas de 20% d'éolien, la dynamique de la montée en puissance de ce groupe est similaire aux autres cas durant les dix premières secondes après l'incident (plage AB). Par contre, il est beaucoup plus difficile pour ce groupe de libérer la réserve restante après la saturation de consigne (plage BC). Ce comportement non linéaire de tous les groupes Diesel raccordés conduit à un temps global plus lent de libération de la réserve primaire et ainsi à un creux de fréquence plus profond (cf.1.5.3). Il ne s'agit donc pas d'un problème d'inertie mais plutôt de dynamique de réponse des groupes pour le cas particulier de 20% de taux de pénétration.

2.4.4. Limites de l'extension de l'étude aux grands systèmes électriques

L'étude d'un réseau insulaire permet de considérer un nombre réduit d'unités de production pour caractériser les impacts de l'intégration de la production éolienne sur la réserve de puissance d'un système électrique et sur sa sollicitation dynamique. Le principe appliqué ne pourrait pas être facilement généralisé aux grands systèmes électriques. En effet, ces derniers comprennent de nombreuses centrales de production de type varié, ce qui conduit à une complexité de la définition du plan de production. De plus, grâce à la présence d'interconnexion, la réserve primaire qui devrait être constituée sur chaque grand réseau métropole n'est, en général, qu'une partie de celle nécessaire sur l'ensemble du système global interconnecté et peut être moindre par rapport à la puissance du plus gros groupe de production du système individuel. Par conséquent, une démarche beaucoup plus complexe est nécessaire afin de caractériser les limites d'insertion de la production renouvelable passive dans un grand système électrique. Néanmoins, par extension, les

tendances d'évolution qualitatives de la fiabilité « statique » et « dynamique » sont réplicables sur les réseaux métropolitains en cas de fort taux de pénétration. Cependant, la taille de ces systèmes rend difficile une quantification précise.

En plus, il faudrait noter que les réseaux électriques comprennent des systèmes de production fortement non linéaires et de nature très différente. Le comportement de chaque réseau est spécifique, chacun ayant ses propres particularités liées en partie aux technologies utilisées et à l'infrastructure. Le traitement au cas par cas semble souvent nécessaire. **A ce titre, les valeurs numériques obtenues via l'étude de cas sur le réseau de Guadeloupe ne peuvent être considérées en l'état et ne sont pas directement transposables aux autres systèmes électriques.** Il s'agit donc plutôt de dégager des tendances et d'identifier des contraintes.

De manière générale, **il peut être conclu que le niveau de sûreté du système électrique ne peut plus être correctement maintenu au-delà d'un certain taux de pénétration maximal acceptable de la production éolienne passive**.

2.5. Impact de la variabilité de l'éolien sur le minimum requis théorique de réserve primaire

La variabilité de la production éolienne est proportionnelle à la puissance installée mais n'a pas de lien direct avec le taux de pénétration. Afin d'identifier plus simplement l'impact statique de l'éolien sur le placement de la réserve en fonction du taux de pénétration instantané, la variabilité éolienne n'a pas été prise en compte dans les études précédentes pour déterminer la réserve primaire minimale requise du réseau électrique. Nous proposons ainsi, via l'étude qui sera présentée dans ce paragraphe, de caractériser l'impact de cette variabilité sur le dimensionnement de la réserve primaire dans les systèmes insulaires.

2.5.1. Dimensionnement de la réserve primaire

Comme évoqué précédemment, dans le contexte économique spécifique des réseaux insulaires, les gestionnaires de réseau ne peuvent pas garantir à tout moment une quantité de réserve minimale, en raison des coûts de la production électrique non distribuée très importants. En théorie, si les conditions le permettent, la réserve primaire minimale requise sur un réseau insulaire devra être déterminée selon un critère déterministe. Pour que la règle « N-1 » soit toujours respectée, le volume nécessaire doit permettre de couvrir l'aléa 15 minutes (durée du réglage primaire de fréquence) dimensionnant, soit la perte du plus gros groupe démarré (en plus de la perte de la réserve constituée sur ce groupe) dans le cas actuel. Dans un réseau insulaire comportant de la production éolienne, il faut que l'aléa éolien, c'est-à-dire sa variation sur 15 minutes, reste inférieur à l'aléa dimensionnant afin de ne pas modifier le volume de réserve nécessaire. Autrement dit, le minimum requis théorique de réserve primaire (R_{min}) devrait être calculé par l'équation suivante :

$$R_{min} = MAX\,(PCN_{_max}, VAR_{_15min}(EnR)) \qquad (2.2)$$

Avec : $PCN_{_max}$: puissance continue nette du groupe le plus puissant,

$VAR_{_15min}(EnR)$: variation maximale sur 15 minutes de la production à base d'EnR fatales (dans le cadre de la thèse, seule la production éolienne a été prise en compte et étudiée).

L'objectif de l'étude est de vérifier si ce minimum requis actuel de réserve primaire devrait être revu au fur et à mesure de l'augmentation de la puissance installée de la production éolienne. Cette étude a également été réalisée sur le cas d'application du réseau de Guadeloupe en s'appuyant sur l'analyse des données réelles fournies par EDF SEI.

2.5.2. Variabilité de la production éolienne Guadeloupéenne

2.5.2.1. Données disponibles

Nous disposons du relevé de la production de l'ensemble des fermes éoliennes du réseau de Guadeloupe, enregistré du 5 juillet 2010 au 5 octobre 2010 avec une période d'échantillonnage de 5 minutes[14]. Toutefois, ces points enregistrés sur trois mois ne semblent pas suffisamment représentatifs pour généraliser les résultats ci-après concernant la variabilité de l'éolien. **L'objectif de l'étude ici est plutôt de dégager des tendances et de définir des méthodologies au travers de relevés réels.**

La production éolienne sur le réseau de Guadeloupe se caractérise par une forte variabilité à tous les horizons de temps. Les restitutions graphiques proposées (Figure 2-11) mettent en évidence des profils de production très variables d'une journée à l'autre que ce soit en termes d'énergie journalière mais également en termes de puissance instantanée.

[14] Les données « brutes » que SEI nous a transmises contiennent des points aberrants qui sont liés, soit à l'indisponibilité de l'outil (pertes de mesure momentanées de certaines fermes), soit aux incidents au niveau des fermes (déconnexion de fermes sur un défaut). Ces points peuvent induire des variations de production « anormales » qui ne sont pas liées à la variabilité propre du vent. Afin de minimiser l'impact de ces points aberrants sur les résultats, ils ont été tous éliminés lors de l'analyse.

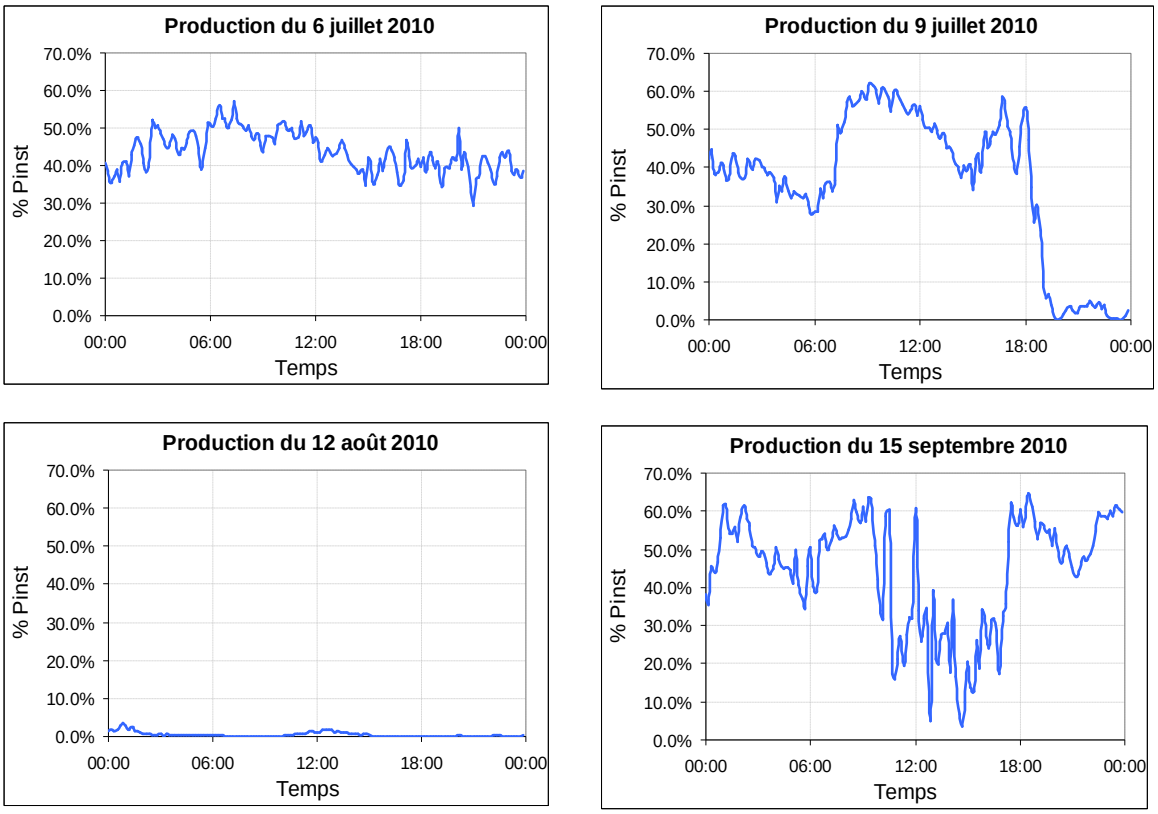


Figure 2-11. Profils de production éolienne journaliers

2.5.2.2. Etude de la variabilité

La variabilité de la production éolienne a été quantifiée pour divers horizons temporels allant du pas d'échantillonnage 5 minutes à 15 minutes. Le résultat de cette analyse est montré dans la Figure 2-12. On peut y lire (point A sur la figure) que l'écart de la production entre deux mesures espacées de 15 minutes est inférieur à 5,4% de la puissance installée (P_{inst}) dans 90% des cas. A titre de comparaison (point B), la variabilité 5 minutes est inférieure à 5,4% de la puissance installée dans plus de 97% des cas. Assez logiquement, on peut également remarquer que plus l'intervalle de temps de mesure est long, plus grande sera la variation.

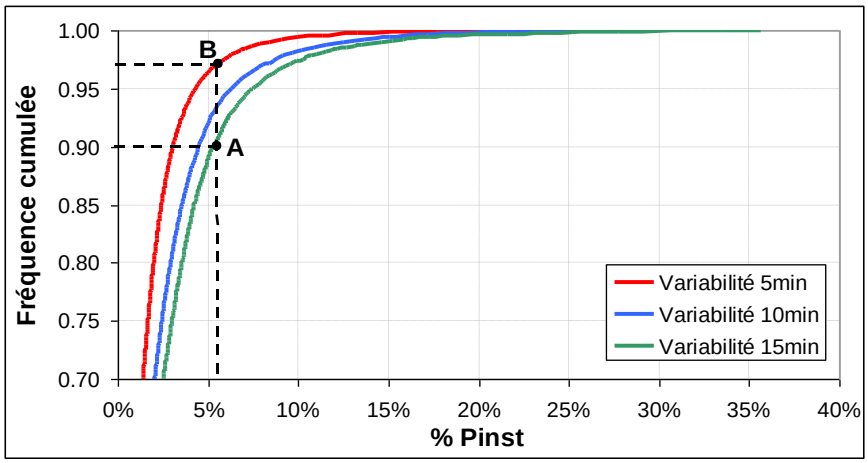


Figure 2-12. Variabilité de la production éolienne

Afin de mettre en évidence les variabilités extrêmes de la production éolienne, un zoom de la Figure 2-12 dans la zone correspondante à la fréquence cumulée de 99% à 100% est montré dans la Figure 2-13. On peut y lire que dans 100% des cas, la variabilité 5 minutes est inférieure à 23% de la puissance installée. En d'autres termes, la variation maximale 5 minutes constatée est de 23% de la puissance installée. La variabilité extrême 15 minutes peut s'élever à 36% de la puissance installée.

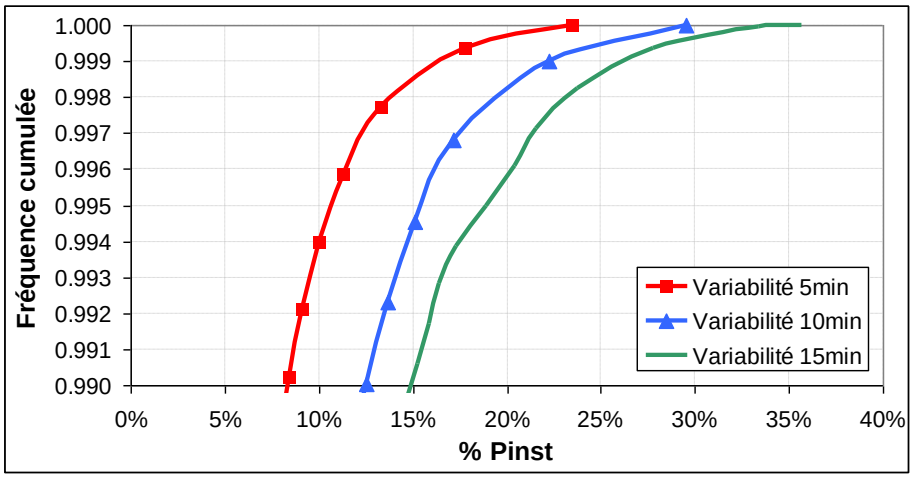


Figure 2-13. Variabilité de la production éolienne (zoom dans la zone « 99% - 100% des cas »)

2.5.2.3. Caractérisation de la variabilité pour un système électrique

La variabilité de la production éolienne globale est résumée dans le Tableau 2-3. Il peut être remarqué que la diminution de la variabilité n'est pas proportionnelle à la réduction de l'intervalle de temps de mesures. Par exemple, 99,9% des variations 5 minutes sont inférieures à 16% de la puissance installée, alors que 99,9% des variations 10 minutes sont inférieures à 22% de la puissance installée.

Intervalle de mesure / Occurrence de probabilité	5 min	10 min	15 min
99,9% des cas	< 16%	< 22%	**< 26%**
100% des cas	23%	30%	**36%**

Tableau 2-3. Evolution de la variabilité en % de P_{inst} avec l'intervalle de mesure

Pour un horizon temporel (t) et une probabilité donnés, on fait l'hypothèse que la variabilité maximale $VAR_{_t}(EOL)$ est proportionnelle à la puissance installée éolienne (P_{inst}) :

$$VAR_{_t}(EOL) = k_{_t}.P_{inst} \tag{2.3}$$

Le coefficient $k_{_t}$ est propre au système étudié et, à titre d'exemple, a été ici identifié pour le système électrique de la Guadeloupe (pour t = 15 minutes, $k_{_15min}$ = 36% pour 100% des cas). La variation maximale 15 minutes de la production éolienne s'avère très importante sur le réseau de Guadeloupe à cause de l'effet de foisonnement limité.

Une augmentation de la puissance éolienne installée conduirait à un effet de foisonnement plus marqué et ainsi à une variabilité plus faible. Cependant, la tendance d'évolution de la variabilité de l'éolien en fonction de la puissance installée est difficile à prédire sans analyse des données. Il est ainsi proposé d'effectuer les calculs en considérant la variabilité du parc éolien d'aujourd'hui, sachant qu'elle ne devrait pas être loin de la variabilité du parc du futur.

2.5.3. Impact sur la réserve primaire minimale requise

L'application de la règle « N-1 » consiste à dimensionner la réserve de puissance égale à la perte du plus gros groupe de production. Ce groupe couplé au réseau de Guadeloupe est en général une des tranches charbon-bagasse du Moule démarrée à 25 MW (hors de la période sucrière) avec une puissance de réserve de l'ordre de 4 à 5 MW. D'un point de vue statique, le minimum requis théorique de la réserve primaire devrait ainsi être de 30 MW ($PCN_{_max}$) à présent. On définit la puissance éolienne installée « critique » (P_{inst_c}) pour un système électrique comme la puissance au-delà de laquelle la réserve minimale requise de ce système devrait être recalculée. Selon (2.2), cette puissance installée critique conduit à une égalité entre la PCN du plus gros groupe et la variation maximale 15 minutes générée par l'éolien. Les équations (2.2) et (2.3) permettent ainsi de déduire que, théoriquement :

$$k_{_15min}.P_{inst_c} = PCN_{_max} \Rightarrow P_{inst_c} = \frac{PCN_{_max}}{k_{_15min}} \qquad (2.4)$$

La variation maximale 15 minutes de la production éolienne sur le réseau de Guadeloupe est égale à 36% ($k_{_15min}$) de la puissance installée (Tableau 2-3). En faisant une application numérique de l'équation (2.4), on peut déduire que la valeur de P_{inst_c} pour le système électrique Guadeloupéen est de 83,3 MW. Autrement dit, si la puissance éolienne installée dépasse cette valeur critique, la variation maximale 15 minutes deviendra plus dimensionnante par rapport à l'aléa du déclenchement du groupe le plus puissant. Cela conduira ainsi à un recalcul du minimum requis de réserve primaire. S'il est autorisé que la réserve primaire soit dimensionnée pour couvrir 99,9% des variations 15 minutes (26% de P_{inst}), le minimum requis actuel devra être revu à partir de 115 MW de puissance installée. Par contre, avec ce dimensionnement, la règle « N-1 » ne peut pas être assurée dans 0,1% des cas, soit plus de 8,7 heures par an. La démarche pour identifier la puissance éolienne installée critique pour le réseau de Guadeloupe a été synthétisée en Figure 2-14.

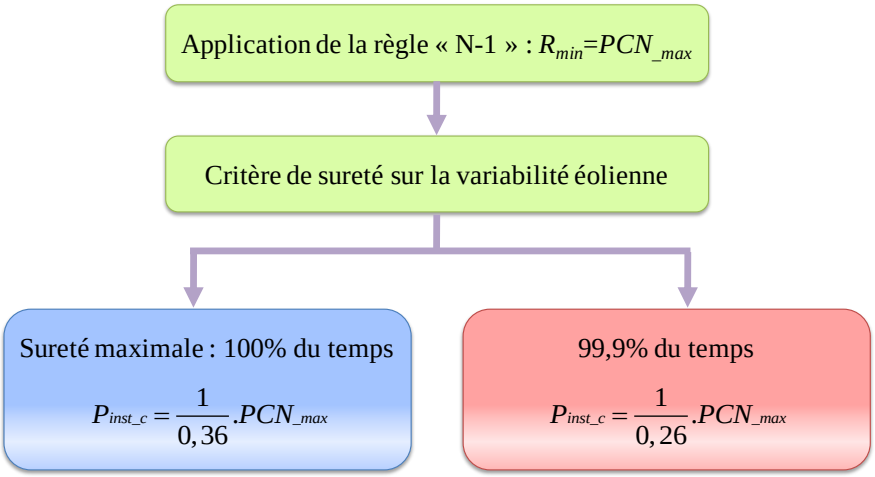


Figure 2-14. Synoptique de la démarche pour la détermination de la puissance installée critique

Comme nous l'avons indiqué au paragraphe 2.4.3.1, le minimum requis de réserve primaire diminue de 30 à 25 MW pendant la période sucrière. Selon l'équation (2.4), on peut en déduire que le réseau peut accepter une puissance éolienne installée inférieure à 70 MW. Au-delà de ce seuil, il faudrait être capable de constituer une réserve primaire plus importante que 25 MW afin de pouvoir couvrir la variation 15 minutes de l'éolien. Dans ce cas, le taux de pénétration critique statique sera réduit par rapport à la valeur identifiée précédemment (29%, cf. Figure 2-5), ce qui implique que **plus la puissance installée de la production éolienne est importante, plus le taux de pénétration instantané maximal acceptable de l'éolien par le gestionnaire de réseau pourrait être restreint**.

Ces calculs prennent en compte la production éolienne seule pour donner un exemple et sans préjuger de l'émergence d'autres filières de production EnR, notamment du PV, qui présente également une très forte croissance sur le réseau. Pour des études plus précises sur le système Guadeloupéen, il paraît intéressant d'étudier le foisonnement éventuel de la production éolienne avec d'autres filières de production variable afin de caractériser l'impact de l'ensemble d'EnR intermittentes sur le minimum requis de réserve primaire.

De plus, le principe de calcul se base sur l'hypothèse du respect de la règle « N-1 », qui est, aujourd'hui, largement adoptée par les gestionnaires de réseau. Néanmoins, **dans le cadre d'un taux de pénétration non négligeable de la production éolienne, la prise en compte de la simple règle « N-1 » lors du dimensionnement de la réserve primaire pourrait donner des conclusions un peu optimistes**. Historiquement, la règle « N-1 » a été définie en se basant sur le fait que l'occurrence du déclenchement simultané de deux groupes de production est très faible. Par contre, la nature de la variabilité éolienne est très différente de celle de la perte brutale d'un groupe. La variation de la production éolienne dans les 15 minutes après l'incident de la perte du plus gros groupe peut ne pas être négligeable. Ce phénomène ne correspond ni à l'aléa « N-1 » (variation de la production éventuellement plus importante que la perte seule du groupe le plus puissant) ni à l'aléa « N-2 » (à moins que la variation 15 minutes de la production éolienne atteigne sa valeur

maximale possible). Ce nouveau type d'aléa lié à la caractéristique intermittente de la production d'EnR fatales mériterait d'être étudié de manière plus approfondie et devrait faire l'objet de réflexions pour la définition des règles d'exploitation du réseau du futur.

2.5.4. Remarques sur la variabilité de la charge nette

La production éolienne a un accès prioritaire au réseau par rapport aux moyens thermiques classiques, le gestionnaire de réseau devrait donc être en mesure d'assurer en temps réel l'équilibre production-charge nette. Cette dernière est définie par la consommation moins la production éolienne. Les relevés réels au pas 15 minutes (15min) de la consommation et de la production éolienne dont nous disposons permettent de caractériser la variabilité de la charge nette sur le réseau de Guadeloupe. La période de recouvrement des données s'étend du 31/01/11 au 17/02/11. **L'analyse statistique basée sur ces données assez restreintes ne permet de donner que des tendances qualitatives mais pas des valeurs précises directement exploitables.**

Pour étudier la variabilité de la charge nette avec des puissances éoliennes installées plus importantes, la charge nette a été recalculée avec des multiples de la puissance éolienne actuelle installée (27 MW). Il a été supposé que le foisonnement et les conditions du vent sur le réseau évolueront très peu dans le futur, autrement dit, l'augmentation de la production éolienne peut être considérée proportionnelle à la puissance installée. Le résultat de l'analyse est proposé dans la Figure 2-15.

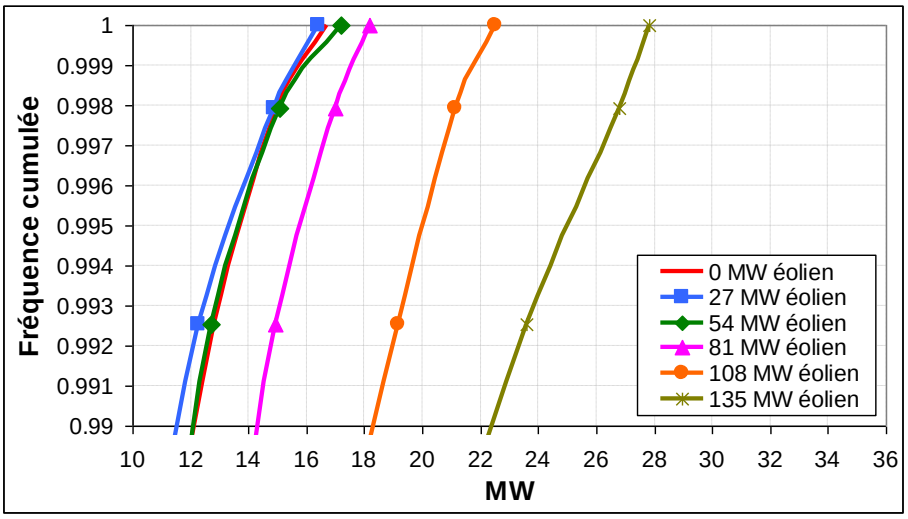


Figure 2-15. Variabilité 15min de la charge nette du réseau de Guadeloupe pour différentes puissances éoliennes installées

La variation 15min maximale de la consommation pure (courbe « 0 MW éolien ») constatée sur ces 18 jours reste inférieure à 17 MW (sans prendre en compte de variations de charge exceptionnelles comme des délestages). Du fait que la variation de la production éolienne n'est a priori pas corrélée avec celle de la charge, la variabilité 15 minutes de la charge nette avec 27 MW d'éolien installé (cas actuel) s'avère légèrement plus faible que celle de la consommation pure. A partir de 54 MW d'éolien installé, la variabilité de la

charge nette augmente significativement avec la puissance installée et devient beaucoup plus importante que la variabilité de la consommation pure comme illustrée en Figure 2-16. Il apparaît qu'au fur et à mesure de l'augmentation de la puissance éolienne installée, la variabilité de la charge nette est de plus en plus « dominée » par celle de l'éolien.

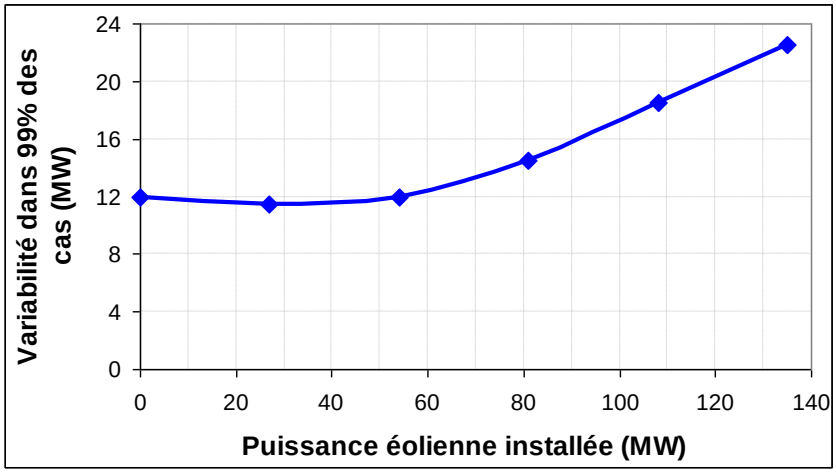


Figure 2-16. Evolution de la variabilité 15min de la charge nette (dans 99% des cas) avec la puissance éolienne installée

On peut lire dans le Tableau 2-4 que pour plus de 54 MW d'éolien installé, la variabilité 15 minutes de la production éolienne reste inférieure à celle de la charge nette pendant la plupart du temps, mais présente une valeur maximale plus importante. Il semble que les variations extrêmes de la production éolienne peuvent être, en quelque sorte, « absorbées » par les charges, ce qui conduit à une variation maximale réduite de la charge nette. (Il s'agit d'une autre manifestation du foisonnement entre la charge et la production éolienne.)

	Puissance installée	54 MW	81 MW	108 MW
Production éolienne	Variabilité dans 90% des cas	*< 3 MW*	*< 4,5 MW*	*< 6 MW*
	Variation maximale	20 MW	29 MW	38 MW
Charge nette	Variabilité dans 90% des cas	*< 6 MW*	*< 7,5 MW*	*< 9 MW*
	Variation maximale	17 MW	18 MW	22 MW

Tableau 2-4. Comparaison de la variabilité 15min de la production éolienne et de la charge nette

Selon cette première étude sur la variabilité de la charge nette, il semble que cette dernière pourrait être beaucoup impactée par la variabilité de la production éolienne et peut s'écarter considérablement de la variabilité de la consommation pure, notamment quand les puissances installées sont importantes. Dans le cadre régulatoire actuel (obligation d'achat des énergies renouvelables fatales), il serait donc plus intéressant de prendre en compte la

caractéristique de la charge nette pour mesurer la capacité du maintien de l'équilibre offre-demande. En cas d'acquisition de plus de données précises, il est conseillé d'approfondir l'analyse statistique proposée sur la variabilité de la charge nette afin de pouvoir en tirer des conclusions plus générales.

2.6. Conclusion

L'impact de la production renouvelable passive sur le fonctionnement du réglage primaire de fréquence en milieu insulaire a été analysé dans ce chapitre. Un fort taux de pénétration de ce type de production, qui s'inscrit aujourd'hui dans le cadre d'obligation d'achat, conduit à un remplacement des moyens de production conventionnels par des générateurs non-dispatchables. Il a été montré que théoriquement, l'intégration des EnR fatales dans les systèmes électriques ne peut pas se poursuivre sans cesse : il existe à la fois des limites d'insertion statiques, liées à la difficulté de la constitution de la réserve à fort taux de pénétration, et des contraintes dynamiques, dues à la diminution de l'inertie du système avec l'augmentation de la production renouvelable non synchrone.

L'intégration de la production éolienne sur le réseau insulaire de Guadeloupe a été étudiée comme un exemple illustratif du principe théorique. En considérant le cas dimensionnant (perte du plus gros groupe sur un creux de consommation), il a été trouvé qu'à partir de 20% de taux de pénétration de l'éolien passif, de la charge peut être délestée à cause de la faible inertie du système même si la réserve statique mobilisable reste suffisante par rapport au défaut ; et à partir d'un taux de 29%, le gestionnaire de réseau serait incapable d'assurer à tout moment la quantité de réserve minimale requise avec des moyens de production conventionnels appelés en base ou en semi-base qui sont restés connectés.

Les valeurs numériques obtenues pour cet exemple concret ne sont valables que sous les hypothèses retenues (réseau spécifique, consommation minimale, etc.) et ne sont pas généralisables en l'état. L'objectif de l'étude de cas est plutôt de dégager des tendances et d'identifier des contraintes. De plus, la méthode proposée consiste à prendre en compte le pire cas du point de vue du réglage de fréquence. Cela permet de se couvrir contre toute incertitude mais conduirait à des conclusions éventuellement pessimistes, car la probabilité d'occurrence du pire cas pourrait être très faible. L'étude devrait donc être approfondie en proposant des méthodologies qui permettent d'identifier des taux de pénétration critiques suivant les différents niveaux de consommation et plans de production.

L'impact de la variabilité de la production à base d'EnR fatales sur le dimensionnement de la réserve primaire a été également évalué. En effet, la variabilité de la production éolienne ou photovoltaïque s'accroit avec la puissance totale installée et s'avère très importante sur les réseaux insulaires où le foisonnement est faible. La variation 15 minutes maximale de la production intermittente peut devenir à terme plus dimensionnante que l'aléa de la perte du plus gros groupe démarré. Dans ce cas, le minimum requis de réserve primaire actuel nécessite ainsi d'être recalculé afin de pouvoir toujours respecter la règle de sécurité « N-

1 ». L'analyse statistique du relevé de production éolienne du réseau de Guadeloupe a permis de déduire que le minimum requis théorique actuel de la réserve primaire sur le réseau ne serait plus pertinent et devrait être modifié à partir de 83,3 MW de puissance éolienne installée.

Le réglage primaire de fréquence est un moyen essentiel pour assurer la sûreté et la stabilité des systèmes électriques insulaires. Son fonctionnement normal peut être beaucoup impacté par l'accroissement important de la production renouvelable passive. Les études présentées dans ce chapitre permettent de montrer que la capacité du système pour accueillir ce type de production s'avère limitée, que ce soit au niveau du taux de pénétration instantané ou au niveau de la puissance totale installée, du moins en absence de participation au réglage de fréquence (ou de moyens de support comme le stockage). Pour cela, la contribution des éoliennes au réglage de fréquence semble techniquement nécessaire à terme pour le développement continu de la filière, même si ce service ne serait pas économiquement rentable pour les exploitants du parc. Pour pouvoir évaluer la faisabilité et caractériser la performance du réglage de fréquence des éoliennes, la connaissance d'un modèle éolien pertinent est indispensable. Le prochain chapitre présentera la modélisation d'une turbine éolienne à vitesse variable et la conception des lois de commande lui permettant de participer au réglage de fréquence.

Chapitre

3

Adaptation de la commande des éoliennes à vitesse variable en vue de la participation au réglage de fréquence

3.1. Introduction

Comme indiqué dans les chapitres 1 et 2, les conditions de raccordement appliquées aux parcs éoliens s'orientent vers une exigence de participation au réglage de fréquence d'une façon similaire aux centrales conventionnelles. Cette exigence est d'autant plus forte que le taux de pénétration ou la puissance installée dans le réseau est important.

Les éoliennes à vitesse variable, qui occupent une place de plus en plus prépondérante dans le marché actuel, remplaceront à terme les éoliennes à vitesse fixe. Ces premières, équipées de convertisseurs électroniques de puissance, sont potentiellement en mesure de fournir de la puissance de réserve grâce à la contrôlabilité de leur puissance électrique. Néanmoins, la commande actuellement implantée dans ces éoliennes a en général pour objectif de maximiser leur production en fonctionnement normal et devrait ainsi être adaptée afin de leur permettre de fonctionner à une puissance inférieure à la puissance disponible dans le cadre de la contribution à la réserve primaire. Dans ce contexte, ce chapitre vise à proposer une vision synthétique du principe de la commande des éoliennes et à évaluer les adaptations nécessaires dans les commandes classiques en vue de faire participer les éoliennes au réglage de fréquence.

La construction d'un modèle général d'une éolienne à vitesse variable sera d'abord présentée dans ce chapitre en précisant la modélisation de chaque sous-système du modèle. Ensuite, les objectifs de la commande éolienne dans le contexte de la participation au réglage de fréquence ainsi que le principe de la constitution de la réserve éolienne seront explicités. La loi de commande générale associée au modèle éolien établi sera ensuite détaillée. En ce qui concerne la commande de la vitesse de la turbine, deux méthodes d'adaptation étudiées seront présentées. Leur performance pour différents points de fonctionnement sera enfin évaluée et comparée afin de juger de la pertinence de chaque méthode vis-à-vis des objectifs de commande.

3.2. Modélisation d'une éolienne à vitesse variable

Une éolienne à vitesse variable est caractérisée par trois éléments principaux qui sont : la turbine, le multiplicateur (cet élément peut être supprimé dans le cas d'une turbine à base de machine synchrone à grand nombre de pôles) et la génératrice, et peut être schématisée comme suit :

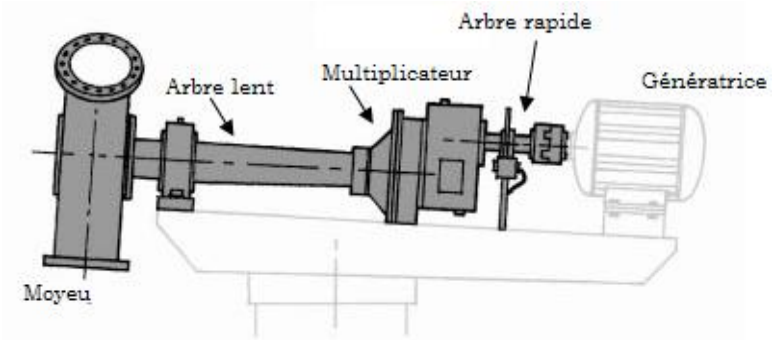


Figure 3-1. Structure d'une éolienne

Cette structure d'éolienne peut être décomposée en quatre sous-systèmes qui sont respectivement le système aérodynamique, le système mécanique, le système d'orientation des pales et le système électrique. La modélisation de chaque sous-système sera présentée dans ce qui suit. Il est proposé de modéliser le système éolien en per unit (p.u) car ce type de modélisation est très souvent appliquée dans les études des systèmes électriques [KUN94] et permet une généralisation facile pour n'importe quelle puissance nominale du modèle en changeant simplement les paramètres des données. Les pertes mécaniques et électriques ne sont pas considérées dans le modèle et sont supposées sans effet sur le comportement dynamique de l'éolienne [CLA10].

3.2.1. Modélisation du système aérodynamique

Le principe de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique et la description détaillée des différents types d'aérogénérateurs sont présentés dans plusieurs

références [MUL04] [ACK05] [LAV05] [ROB12]. La puissance aérodynamique ($P_a(t)$) qui peut être extraite du vent se détermine au moyen de l'expression suivante :

$$P_a(t) = \frac{\rho.S.v(t)^3}{2}.C_p(\lambda,\beta) = \frac{\rho\pi R^2 v(t)^3}{2} C_p(\lambda,\beta) \tag{3.1}$$

Avec : ρ [Kg/m^3] : densité de l'air (1,22 kg/m^3 à 15°C),

S [m^2] : surface circulaire balayée par la turbine dont le rayon est déterminé par la longueur (R) des pales ($S = \pi.R^2$),

$v(t)$ [m/s] : vitesse du vent[15],

λ [rad] : vitesse spécifique de l'éolienne ou ratio de vitesse, définie par le rapport entre la vitesse mécanique de la turbine Ω_T(t) et la vitesse du vent v(t) :

$$\lambda = \frac{\Omega_T(t)\cdot R}{v(t)} \tag{3.2}$$

β [°] : angle d'orientation des pales ou angle de calage,

$C_p(\lambda,\beta)$: coefficient de puissance correspondant au rendement aérodynamique de la turbine. Cette grandeur dépend de la vitesse spécifique (λ) et de l'angle de calage (β) et peut être représentée par une table à deux entrées.

Un exemple d'évolution approchée du coefficient de puissance $C_p(\lambda,\beta)$ en fonction du ratio de vitesse λ pour différents angles d'orientation des pales β est donné en Figure 3-2. Une augmentation de l'angle de calage conduit à une diminution du coefficient $C_p(\lambda,\beta)$. Pour une orientation donnée des pales, la caractéristique passe par un maximum pour une valeur particulière du ratio de vitesse. Le coefficient de puissance d'une éolienne traduit la proportion de l'énergie issue du vent captée par la turbine. Théoriquement, il est limité à 0,59, ce qui signifie qu'il est possible d'extraire au maximum 59% de l'énergie cinétique contenue dans le vent. Dans la pratique, il ne dépasse pas 0,49 pour les meilleures éoliennes [MAR09].

[15] La vitesse du vent est supposée connue et considérée comme une entrée du modèle. Sa modélisation précise n'est pas étudiée dans le cadre de la thèse. Un vent fictif homogène sur toute la surface de la pale est considéré ici.

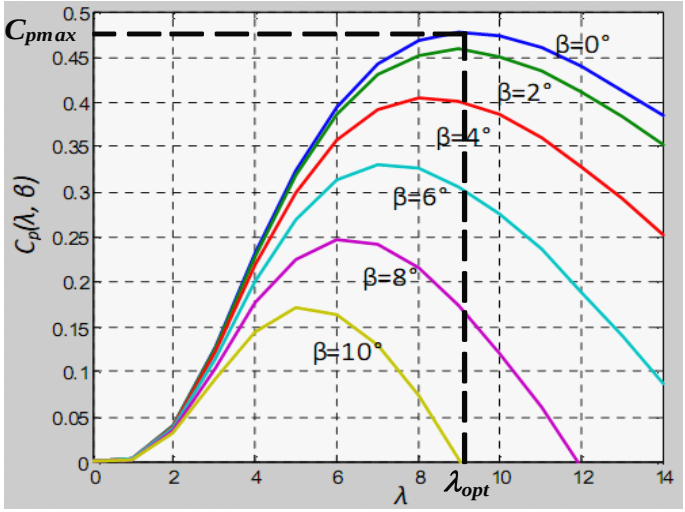


Figure 3-2. Courbes de C_p en fonction de λ et β

On peut déduire des équations (3.1) et (3.2) l'expression du couple aérodynamique ($T_a(t)$) extrait par la turbine :

$$\boxed{T_a(t) = \frac{P_a(t)}{\Omega_T(t)} = \frac{1}{2}.\frac{\rho.S.R}{\lambda}.C_p(\lambda,\beta).v(t)^2} \qquad (3.3)$$

Ce couple s'applique directement sur l'arbre de la turbine et entraîne sa rotation.

3.2.2. Modélisation du système mécanique

Le système actuel de production éolienne se compose d'une turbine, un arbre à basse vitesse de la turbine, une boîte de vitesse (absente dans les éoliennes à base de machine synchrone à grande nombre de pôles) et un arbre à haute vitesse du rotor du générateur. Le système d'entraînement mécanique peut être représenté par un modèle à deux masses relié par deux arbres comme le montre la Figure 3-3.

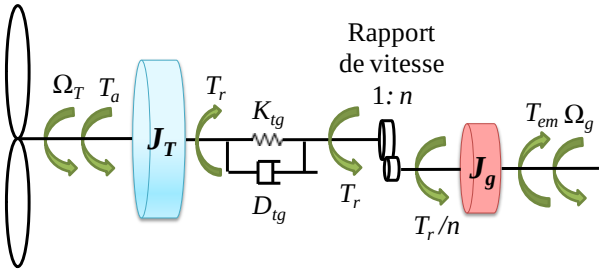


Figure 3-3. Modèle à deux masses du système d'entraînement mécanique d'une éolienne à vitesse variable

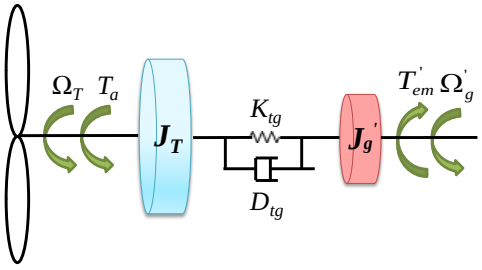


Figure 3-4. Modèle à deux masses du système d'entraînement mécanique ramené sur l'arbre basse vitesse

La puissance nominale des éoliennes à vitesse variable est en général de l'ordre du MW, la souplesse des arbres de la partie mécanique n'est ainsi pas négligeable [ACK05] et génère un couple de torsion $T_r(t)$. En appliquant l'équation des masses tournantes à chaque coté de la boîte de vitesse, nous trouvons alors :

$$\begin{cases} T_a(t) - T_r(t) = J_T \dfrac{d\Omega_T}{dt} \\ \dfrac{T_r(t)}{n} - T_{em}(t) = J_g \dfrac{d\Omega_g}{dt} \end{cases} \tag{3.4}$$

Avec : J_T [Kg.m^2] : moment d'inertie de la turbine,

J_g [Kg.m^2] : moment d'inertie de la génératrice,

n : rapport de vitesse (n =1 en cas d'absence du multiplicateur),

$T_{em}(t)$ [N.m] : couple électromagnétique (résistant) exercé par la charge,

Ω_g [rad/s] : vitesse de rotation du rotor de la génératrice.

Le modèle à deux masses illustré dans la Figure 3-3 peut être simplifié et ramené sur l'arbre basse vitesse en convertissant le couple électromagnétique, le moment d'inertie et la vitesse de rotation de la génératrice, de l'arbre rapide sur le coté de la turbine [ABO06] [MUY05]. Le modèle simplifié est montré en Figure 3-4 et décrit par des équations dynamiques comme suit :

$$\begin{cases} T_a(t) - T_r(t) = J_T \dfrac{d\Omega_T}{dt} \\ T_r(t) - T'_{em}(t) = J'_g \dfrac{d\Omega'_g}{dt} \end{cases} \tag{3.5}$$

Avec : T'_{em} [N.m] : couple électromagnétique ramené à la turbine ($T'_{em} = n.T_{em}$),

J'_g [Kg.m^2] : moment d'inertie de la génératrice ramené à la turbine ($J'_g = n^2.J_g$),

Ω'_g [rad/s] : vitesse de rotation du rotor de la génératrice ramenée à la turbine ($\Omega'_g = \dfrac{\Omega_g}{n}$).

Une grandeur physique A peut s'exprimer en unités réduites $A_{_pu}$ dans sa base de calcul $A_{_base}$ via l'équation suivante [KUN94] :

$$A_{_pu} = \frac{A}{A_{_base}} \tag{3.6}$$

Nous prenons ici respectivement la vitesse nominale de la turbine Ω_{T_nom} et le couple mécanique nominal T_{nom}[16] comme des grandeurs de base pour calculer la valeur en p.u (avec l'indice « _pu ») de toutes les vitesses de rotation et de tous les couples exprimés en S.I (Système International d'unités) dans le système d'équations (3.5). Nous avons ainsi :

[16] Le couple mécanique nominal T_{nom} peut être calculé en divisant la puissance nominale de l'éolienne P_{nom} par la vitesse nominale de la turbine Ω_{T_nom} ($T_{nom} = \dfrac{P_{nom}}{\Omega_{T_nom}}$).

$$T_{a_pu}(t) = \frac{T_a(t)}{T_{_base}} = \frac{T_a(t)}{T_{nom}} \; ; T_{r_pu}(t) = \frac{T_r(t)}{T_{nom}} \; ; T'_{em_pu}(t) = \frac{T'_{em}(t)}{T_{nom}}$$
$$\Omega_{T_pu}(t) = \frac{\Omega_T(t)}{\Omega_{_base}} = \frac{\Omega_T(t)}{\Omega_{T_nom}} \; ; \Omega'_{g_pu}(t) = \frac{\Omega'_g(t)}{\Omega_{T_nom}} \tag{3.7}$$

On définit également la constante d'inertie de la turbine (ou de la génératrice) H_T (ou H_g) comme l'énergie cinétique stockée dans la masse tournante de la turbine (ou de la génératrice) à la vitesse de rotation nominale Ω_{T_nom} (Ω_{g_nom}), ramenée à la puissance de base, soit la puissance nominale de l'éolienne P_{nom} :

$$H_T = \frac{\frac{1}{2} J_T.\Omega_{T_nom}{}^2}{P_{nom}} \; ; H_g = \frac{\frac{1}{2} J_g.\Omega_{g_nom}{}^2}{P_{nom}} \tag{3.8}$$

En appliquant le principe du passage du S.I au système en p.u présenté dans [KUN94], nous pouvons transformer le système d'équations (3.5) en unités réduites :

$$\boxed{\begin{cases} T_{a_pu}(t) - T_{r_pu}(t) = 2H_T \dfrac{d\Omega_{T_pu}}{dt} \\ T_{r_pu}(t) - T'_{em_pu}(t) = 2H_g \dfrac{d\Omega'_{g_pu}}{dt} \end{cases}} \tag{3.9}$$

L'approche adoptée ici pour modéliser la transmission souple de la partie mécanique de l'éolienne est que la turbine et le rotor du générateur peuvent être modélisés comme des masses, tandis que les arbres de l'éolienne sont modélisés comme un élément élastique de type ressort avec une raideur totale équivalente (K_{tg}) et un coefficient de frottement équivalent (D_{tg}), comme illustré en Figure 3-4. Le couple de torsion ($T_r(t)$) peut donc être calculé par :

$$\begin{cases} T_r(t) = K_{tg}.\theta(t) + D_{tg}.\dfrac{d\theta}{dt} \\ \dfrac{d\theta}{dt} = \Omega_T(t) - \Omega'_g(t) \end{cases} \tag{3.10}$$

Avec : θ [rad] : angle de rotation mécanique ramené à la turbine.

Pour des études des systèmes électriques, l'angle de rotation électrique égal à 1 radian est traditionnellement choisi comme la base électrique. Il faudrait ainsi le diviser par le nombre de paire de pôles de la génératrice (p) et aussi le rapport de vitesse (n) pour trouver la base correspondante de l'angle mécanique ramenée à l'arbre lent de la turbine ($\theta_{_base}$) [ACK05] :

$$\theta_{_base} = \frac{1\,rad}{p.n} \tag{3.11}$$

En connaissant $\theta_{_base}$, on peut définir la grandeur de base de la raideur équivalente (K_{tg_base}) et du coefficient de frottement (D_{tg_base}) comme suit :

$$K_{tg_base} = \frac{T_{_base}}{\theta_{_base}} = \frac{T_{nom}}{\theta_{_base}}$$
$$D_{tg_base} = \frac{T_{_base}}{\Omega_{_base}} = \frac{T_{nom}}{\Omega_{T_nom}} \tag{3.12}$$

Selon l'équation (3.6), on trouve la valeur en p.u des grandeurs physiques présentes dans le système d'équations (3.10) :

$$\theta_{_pu}(t) = \frac{\theta(t)}{\theta_{_base}} \; ; K_{tg_pu} = \frac{K_{tg}}{K_{tg_base}} \; ; D_{tg_pu} = \frac{D_{tg}}{D_{tg_base}} \tag{3.13}$$

En ramenant les équations (3.13) et (3.12) dans (3.10), on peut déduire l'expression en unités réduites de ce dernier :

$$\boxed{T_{r_pu}(t) = K_{tg_pu}.\theta_{_pu}(t) + D_{tg_pu}.(\Omega_{T_pu}(t) - \Omega'_{g_pu}(t))} \tag{3.14}$$

La Figure 3-5 présente la transcription des équations en schéma blocs pour la modélisation des systèmes aérodynamique et mécanique de l'éolienne. Ce premier a comme entrées la vitesse du vent (v), la vitesse de la turbine (Ω_T) ainsi que l'angle d'orientation des pales (β) et donne en sortie le couple aérodynamique (T_a) selon l'équation (3.3). Le système mécanique a comme entrées le couple aérodynamique (T_{a_pu}) ainsi que le couple électromagnétique ramené à la turbine (T'_{em_pu}) et donne en sortie la vitesse de la turbine (Ω_{T_pu}) ainsi que la vitesse de la génératrice ramenée à la turbine (Ω'_{g_pu}) selon (3.9) et (3.14). Ces grandeurs sont toutes exprimées en per unit sur la base nominale.

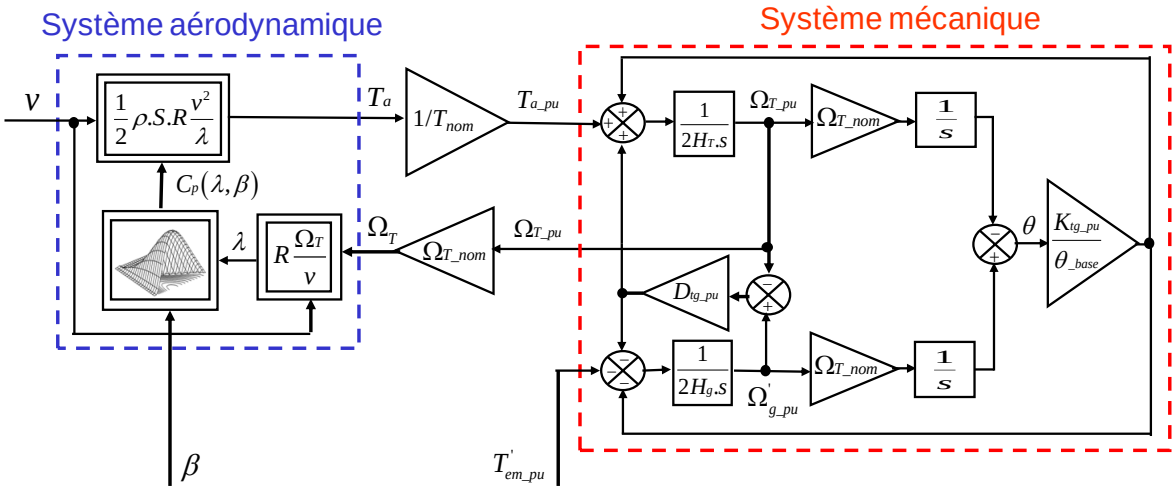


Figure 3-5. Schéma blocs des systèmes aérodynamique et mécanique

Nous remarquons que seule la partie mécanique, dont le modèle est ici linéaire, est transcrite en grandeurs réduites et que la non-linéarité du système éolien est liée

principalement à la caractéristique non linéaire de la table $C_p(\lambda,\beta)$ de la partie aérodynamique.

3.2.3. Modélisation du système d'orientation des pales

Le système d'orientation des pales (ou le système de « pitch ») permet d'ajuster la portance des pales afin de limiter la puissance à une valeur inférieure à sa valeur nominale. En réglant l'angle de calage, on agit sur le coefficient de puissance. Les pales sont face au vent en basse vitesse et, pour les grandes vitesses de vent, s'inclinent pour dégrader le coefficient de puissance.

Le système d'orientation des pales génère un angle de calage (β) qui suit sa valeur de consigne issue de la commande notée β_{ref}. La dynamique de l'actionneur du pitch peut être décrite de manière simplifiée par la fonction de transfert du premier ordre suivante :

$$\boxed{\beta = \frac{1}{1+T_{\beta}.s}\beta_{ref}} \tag{3.15}$$

Avec : T_{β} [s] : constante de temps du modèle du système d'orientation des pales.

En pratique, compte tenu des efforts mécaniques subis par les pales, la variation temporelle de l'angle de calage ($d\beta/dt$) est généralement limitée à ±5°/s.

3.2.4. Modélisation du système électrique

La partie électrique de l'éolienne est composée d'une génératrice et d'un module d'électronique de puissance et a pour rôle de convertir l'énergie mécanique au niveau de la turbine en énergie électrique.

Un modèle détaillé de ce système électrique ne porte que très peu d'intérêts pour nos recherches visant à caractériser le réglage de fréquence des éoliennes à l'échelle du système électrique dans son ensemble. Vu du réseau, la partie électrique du système éolien peut être modélisée par un injecteur de puissance et les dynamiques rapides des grandeurs physiques internes de la génératrice ne doivent pas nécessairement être prises en compte. La puissance électrique produite (P_e) est considérée égale au produit du couple électromagnétique (T_{em}) par la vitesse de rotation de la génératrice (Ω_g) :

$$P_e = T_{em}.\Omega_g = T'_{em}.\Omega'_g \tag{3.16}$$

Il vient alors :

$$\boxed{P_{e_pu} = T'_{em_pu}.\Omega'_{g_pu}} \tag{3.17}$$

Du fait que le temps de réponse du module d'électronique de puissance (de l'ordre de la milliseconde) est beaucoup plus rapide que ceux des autres parties de l'éolienne (de l'ordre de la seconde), le retard généré par ce premier est négligeable et le couple

électromagnétique (T'_{em_pu}) peut être pris à tout instant égal à sa valeur de référence ($T'_{em_pu_ref}$) :

$$T'_{em_pu} = T'_{em_pu_ref} \tag{3.18}$$

La participation au réglage de tension n'est pas étudiée dans le cadre de la thèse. Il est donc supposé que la puissance réactive produite par l'éolienne (Q_{e_pu}) est nulle :

$$\boxed{Q_{e_pu} = 0} \tag{3.19}$$

Il faudrait noter que, comme le modèle de l'électronique de puissance et de la génératrice est omis, le type de machine électrique exploitée par la turbine éolienne n'est pas distingué. Autrement dit, il s'agit d'un modèle général d'une éolienne à vitesse variable et la différence de la partie électrique entre une éolienne à base de machines asynchrones à double alimentation et une éolienne à base de machines synchrones n'est pas soulignée. Cette simplification est supposée acceptable pour les études des systèmes électriques.

3.2.5. Bilan de la modélisation

Les données constructeur d'une éolienne de 2 MW à base de machines asynchrones à double alimentation (cf. annexe 1) sont utilisées dans nos études pour construire un modèle général en unités réduites d'une éolienne à vitesse variable. La structure générale du modèle est schématisée au niveau « modèle » éolien de la Figure 3-8. L'entrée globale du système éolien est la vitesse du vent v (mesurée ou estimée) et la sortie globale est la puissance active produite P_{e_pu} (avec une puissance réactive nulle). β_{ref} et $T'_{em_pu_ref}$ sont des consignes de référence issues de la commande de l'éolienne dont le principe sera présenté dans les paragraphes suivants.

3.3. Objectifs de la commande des éoliennes à vitesse variable

Une éolienne à vitesse variable a pour objectif essentiel de fournir de la puissance active au réseau électrique. Le contrôle de la puissance électrique est donc nécessaire pour permettre aux éoliennes de suivre la consigne de référence de puissance. En plus, à la différence d'une machine synchrone classique, le lien physique entre la vitesse de la génératrice et la fréquence du réseau n'existe pas à cause du couplage par l'électronique de puissance. Un autre objectif de la commande est ainsi de contrôler la vitesse de la turbine.

Deux moyens de commande sont disponibles dans le système éolien : le couple électromagnétique de la génératrice, contrôlé de manière quasi instantanée par l'intermédiaire de la commande des convertisseurs, et l'actionneur du pitch, système mécanique lent (de l'ordre de la seconde) permettant d'orienter les pales des éoliennes. Il a été choisi de **contrôler la puissance active par action sur le couple électromagnétique et la vitesse de la turbine par l'angle d'orientation des pales**. Avec cette solution, la

dynamique de réaction de la puissance électrique est quasi instantanée eu égard à la rapidité de la commande du couple électromagnétique [MAR09].

En cas de participation au réglage primaire de fréquence, les éoliennes n'injectent pas au réseau leur puissance maximale disponible. Une part de leur productible serait alors gardée en tant que réserve primaire. Dans ce cas, la puissance de référence d'une éolienne pourrait être inférieure à sa puissance disponible estimée sur la base de la mesure du vent. Dans la littérature, le réglage de fréquence des éoliennes a souvent été étudié pour un point de fonctionnement déterminé, notamment le point nominal[17]. Néanmoins, en cas de fortes contraintes du système électrique, il est a priori possible que les gestionnaires de réseaux demandent aux éoliennes de contribuer à la réserve, même si elles subissent une vitesse du vent moyenne ou faible. Etant donné que le temps pendant lequel une turbine ou une ferme éolienne fonctionne en pleine charge ne représente qu'une petite portion du temps de fonctionnement global (généralement en dessous de 10%), **une loi de commande pertinente devrait idéalement permettre à l'éolienne de suivre la consigne de puissance** (inférieure ou égale à sa puissance maximale disponible) **pour toutes les vitesses du vent tout en maintenant sa stabilité**.

3.4. Principe du fonctionnement en mode « réserve »

3.4.1. Rappel sur les zones de fonctionnement classiques

Les éoliennes à vitesse variable sont classiquement commandées pour produire le maximum de puissance. Trois zones de fonctionnement importantes peuvent être distinguées pour réaliser cette commande, comme illustré en Figure 3-6 :

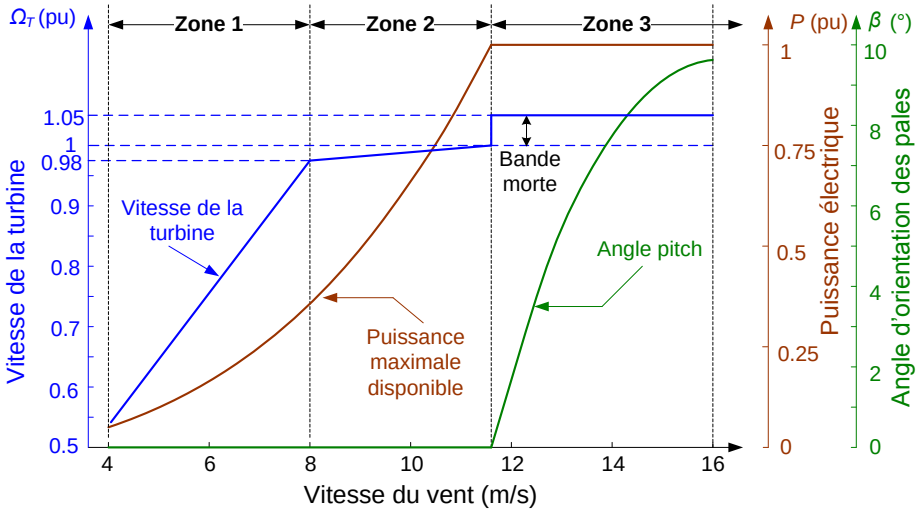


Figure 3-6. Zones de fonctionnement classiques d'une éolienne : évolution de la vitesse de rotation, de de la puissance électrique et de l'angle d'orientation des pales en fonction de la vitesse du vent

[17] Ce point sera discuté plus en détail dans le chapitre suivant.

- Dans la zone 1, la commande classique est basée sur le principe du MPPT (Maximum Power Point Tracking [MUL03]). On cherche à optimiser la puissance extraite de la machine par adaptation de la vitesse de la turbine à la vitesse du vent tout en maintenant un angle de calage nul. A partir des équations (3.1) et (3.2), l'équation (3.20) donne l'expression de la puissance maximale de référence de la zone 1 ($P_{e_max_zone1}$) qui permet de régler automatiquement la vitesse spécifique à sa valeur optimale (λ_{opt}), de manière à obtenir le coefficient de puissance maximale (C_{pmax}) [ELA04] :

$$P_{e_max_zone1} = \frac{1}{2}\rho.S.C_{pmax}.v^3 = \frac{1}{2}\rho.S.C_{pmax}.\left(\frac{R.\Omega_T}{\lambda_{opt}}\right)^3$$
$$\Rightarrow \boxed{P_{e_max_zone1} = \frac{1}{2}\rho.S.C_{pmax}.\frac{R^3}{\lambda_{opt}^{\ 3}}.\Omega_T^{\ 3}} \qquad (3.20)$$

  En effet, en imposant la référence de puissance de la génératrice égale à $P_{e_max_zone1}$, la vitesse de la turbine se stabilisera, en régime permanent, autour de la vitesse optimale. Cette stratégie a un comportement intrinsèquement stable même s'il n'existe pas de régulation explicite de la vitesse de la turbine [CAM03].

- Dans la zone 2, la vitesse de la turbine est limitée par sa valeur nominale. Pour des raisons de stabilité, une pente est introduite afin d'éviter une discontinuité brutale de la puissance de référence (cf. Figure 3-7). Il est donc supposé que la puissance maximale disponible augmente linéairement en fonction de la vitesse de la turbine dans cette zone.

- Dans la zone 3, la vitesse de rotation et la puissance produite sont tous les deux maintenues à leurs valeurs nominales grâce au système d'orientation des pales. Afin d'éviter une interaction entre la boucle de la commande de la vitesse et celle de la commande de la puissance, une petite bande morte peut être introduite [BUR01] : la vitesse de référence est fixée un peu plus élevée que la vitesse nominale, à 1,05 p.u pour notre étude, comme indiqué dans la Figure 3-6[18].

Pour un fonctionnement classique, la puissance maximale que peut produire l'éolienne en fonction de la vitesse de la turbine peut se traduire par la courbe $P_{e_max} = f(\Omega_{T_pu})$ comme décrit dans la Figure 3-7. Si l'éolienne fonctionne en mode « réserve » pour participer au réglage de fréquence, la puissance de référence sera inférieure à la puissance disponible et le point de fonctionnement se situera en dessous de cette courbe.

[18] La zone de démarrage et la zone de mise en drapeau n'apparaissent pas dans cette figure car il s'agit des cas extrêmes où les éoliennes ne produisent pas d'électricité.

3.4.2. Points de fonctionnement en mode « réserve »

La contribution à la réserve d'une éolienne nécessite une réduction de sa puissance électrique par rapport à son productible maximal. L'éolienne fonctionnant en dessous de sa puissance maximale, elle peut être ainsi sollicitée par le système électrique en cas de besoin temporaire de puissance supplémentaire. Pour une vitesse du vent donnée, deux moyens de contrôle permettent de baisser la valeur du coefficient de puissance $C_p(\lambda,\beta)$: soit par une augmentation de l'angle d'orientation des pales ; soit par une accélération de la vitesse de la turbine[19]. Cette seconde technique permet de stocker de l'énergie sous forme cinétique dans la masse tournante de la turbine.

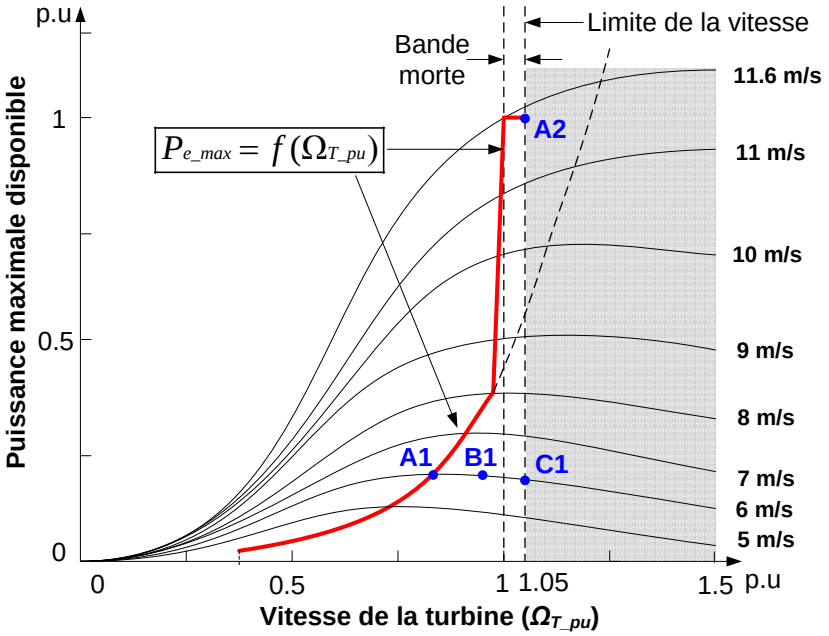


Figure 3-7. Evaluation de la puissance maximale disponible en fonction de la vitesse de la turbine sous différentes vitesses du vent

A titre d'exemple, on peut considérer la constitution de la réserve sur une éolienne fonctionnant initialement en charge partielle au point A1 (pour une vitesse du vent de 6m/s dans la Figure 3-7). Le couple aérodynamique (T_{a_pu}) est plus grand que le couple électromagnétique (T'_{em_pu}) quand une petite quantité de réserve est demandée, ce qui se traduit par une augmentation de la vitesse de la turbine. La puissance produite sera donc légèrement réduite (point B1) car une partie est utilisée pour accélérer la masse tournante. Si plus de réserve est demandée, le couple électromagnétique (T'_{em_pu}) diminue encore et la vitesse de la turbine peut être augmentée jusqu'à sa valeur maximale admissible (point C1). Dans ce cas, la puissance électrique ne peut être réduite qu'en diminuant le couple aérodynamique (T_{a_pu}) par une augmentation de l'angle d'orientation des pales. Il faudrait noter que, contrairement à la situation « classique » présentée au paragraphe précédent,

[19] Théoriquement, la réduction de la puissance électrique éolienne peut également être réalisée par une diminution de la vitesse de la turbine, mais cette solution n'est pas préférée car elle pourrait engendrer une instabilité de fonctionnement dans le système éolien [RAM07].

quand l'éolienne contribue au réglage de fréquence, la régulation de vitesse par angle d'orientation pourrait être activée pour les faibles vitesses du vent.

Si l'éolienne fonctionne initialement en pleine charge au point A2 (pour une vitesse du vent supérieure à 11,6m/s), la vitesse de la turbine est déjà réglée à sa valeur maximale (1,05 p.u). La réduction de la puissance nécessite une diminution du couple aérodynamique donc une augmentation de l'angle d'orientation des pales.

3.5. Organisation du dispositif de la commande

La structure générale de la commande implantée est schématisée dans la partie « commande » de la Figure 3-8. La boucle de la commande de la vitesse et celle de la commande de la puissance ne sont pas découplées. La puissance de référence est calculée à partir d'un paramètre α permettant de quantifier la puissance de réserve locale et variant entre 1 (aucune puissance de réserve) à 0 (toute la puissance disponible est utilisée pour constituer la puissance de réserve). La puissance de référence « sans saturation » ($P'_{e_pu_ref}$) est obtenue en multipliant le paramètre α par la puissance disponible de l'éolienne ($P_{disp}(v)$). A partir de la mesure de la vitesse du vent, cette dernière est estimée selon la courbe caractéristique de la puissance disponible en fonction de la vitesse du vent, généralement donnée par le fabricant d'éolienne.

Cette référence « sans saturation » ($P'_{e_pu_ref}$) ne doit pas dépasser la puissance maximale productible vue de l'arbre de la turbine. De ce fait, elle est ensuite limitée par une saturation dynamique dont la borne supérieure est la courbe de la puissance maximale en fonction de la vitesse de la turbine $P_{e_max}= f(\Omega_{T_pu})$ représentée dans la Figure 3-7. Par conséquent, cette commande de la puissance permet de contrôler indirectement la vitesse de la turbine (Ω_T) tandis que l'actionneur du pitch n'est pas activé. La saturation dynamique fonctionne comme suit :

- Si $P'_{e_pu_ref} \geq P_{e_max}$, l'éolienne produit sa puissance maximale disponible et la puissance de référence effectivement prise en compte par la commande de la puissance ($P_{e_pu_ref}$) vaut alors P_{e_max}.
- Si $P'_{e_pu_ref} < P_{e_max}$, $P_{e_pu_ref} = P'_{e_pu_ref}$.

Dans la pratique, la saturation dynamique permet d'asservir la vitesse de la turbine. Lors de la constitution de la réserve, la vitesse d'une éolienne atteint souvent sa valeur maximale car la marge de réduction de puissance est très réduite avec l'augmentation de la vitesse de rotation (Figure 3-7). Dans ce cas, la vitesse de la turbine est régulée par action sur l'angle d'orientation des pales et maintenue constante. La saturation dynamique ($P_{e_max}= f(\Omega_{T_pu})$) devient ainsi une saturation statique.

La puissance de l'éolienne est contrôlée par commande directe du couple électromagnétique selon l'équation (3.21) :

$$T'_{em_pu_ref} = \frac{P_{e_pu_ref}}{\Omega'_{g_pu}} \tag{3.21}$$

Avec : $T'_{em_pu_ref}$: référence du couple électromagnétique ramené à la turbine.

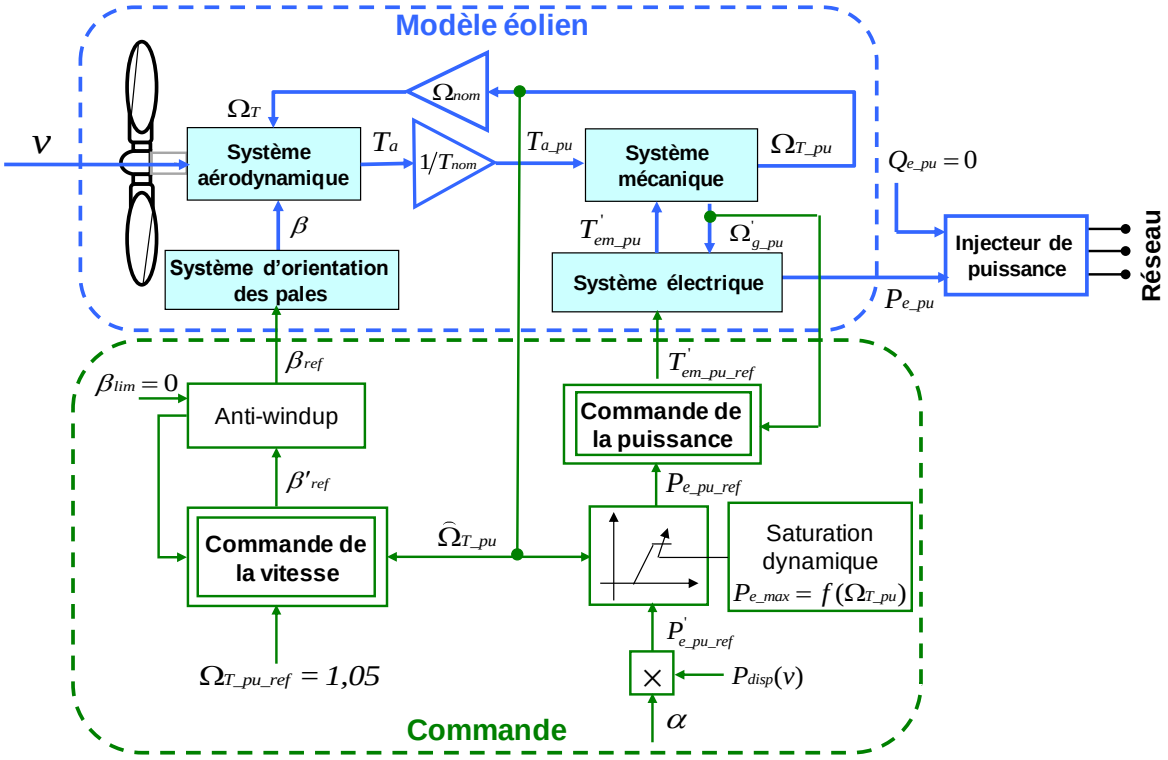


Figure 3-8. Modèle éolien et la commande associée

La vitesse de la turbine est contrôlée par action sur l'angle de calage. La référence de l'angle d'orientation des pales (β'_{ref}) peut être obtenue par deux principes de commande différents qui seront expliqués dans le paragraphe suivant. La référence de la vitesse de la turbine ($\Omega_{T_pu_ref}$) est fixée à sa valeur maximale (1,05 p.u) pour toutes les zones de fonctionnement et un correcteur IP (intégral proportionnel) équipé d'un anti-windup est implanté afin d'éviter l'effet de « windup »[20] de l'intégrateur en travers des différentes zones de fonctionnement.

La référence de l'angle de calage (β'_{ref}) est ensuite envoyée à un bloc de saturation avec une borne inférieure égale à zéro. L'actionneur du pitch est ainsi naturellement activé et commence à limiter la vitesse de la turbine quand β'_{ref} devient positive.

[20] L'origine du phénomène de « windup » est le fait que la valeur calculée par un correcteur n'est temporairement pas appliquée. Cela peut être dû, par exemple, à la saturation d'une grande valeur à une valeur inférieure (pour protéger le matériel). Si l'erreur est de même signe pendant une longue durée, elle continuera d'être intégrée par l'intégrateur du correcteur et pourra être amplifiée jusqu'à une valeur bien supérieure à la limitation. Le résultat est l'apparition de phénomènes oscillatoires très marqués ou, parfois, de réponses divergentes.

L'un des plus grands avantages de cette architecture de la commande est qu'aucun élément de commutation n'est implanté afin de commuter la référence de la vitesse de la turbine entre les différentes zones de fonctionnement, donc aucune discontinuité n'est introduite dans la boucle de la commande de la vitesse [WAN10-2].

3.6. Commande de la vitesse de la turbine par orientation des pales

Comme montré sur la Figure 3-6, l'angle d'orientation des pales est utilisé pour limiter la vitesse de rotation de l'éolienne quand la vitesse du vent est élevée. Il n'existe pas une relation directe liant la vitesse de la turbine Ω_{T_pu} et l'angle β et de surcroît, la chaîne d'action entre ces deux grandeurs est fortement non linéaire (cf. Figure 3-2). Deux lois de commande sont présentées et appliquées dans ce paragraphe.

Suite à une variation brutale du vent ou de la consigne de puissance, la souplesse de la transmission mécanique du modèle conduit à une oscillation de l'ordre de 2Hz sur les arbres de l'éolienne en régime transitoire. La vitesse de la turbine Ω_{T_pu} et de la génératrice (ramenée à la turbine) Ω'_{g_pu} reviennent à la même valeur en régime permanent. Etant donné que la dynamique de la boucle de vitesse (de l'ordre d'une dizaine de secondes) est beaucoup plus lente par rapport à celle des oscillations transitoires, la fréquence de ces dernières sort ainsi de la bande passante de la boucle de commande. Les calculs de conception pourront donc être réalisés en supposant $\Omega_{T_pu} = \Omega'_{g_pu}$, l'équation (3.9) devient alors :

$$T_{a_pu}(t) - T'_{em_pu}(t) = 2H_{eol}\frac{d\Omega_{T_pu}}{dt} \tag{3.22}$$

Avec : H_{eol} [MW.s/MVA] : constante d'inertie globale de l'éolienne ($H_{eol} = H_T + H_g$).

Par conséquent, la commande de la vitesse pourra être explicitée en considérant un modèle éolien équivalent à une masse basée sur l'équation (3.22).

3.6.1. Commande linéarisée classique adaptée pour une puissance réduite

La méthode classiquement utilisée dans la littérature pour réaliser la commande de la vitesse est basée sur la linéarisation des petits mouvements du système ($\Delta\Omega_{T_pu}$) autour du point de fonctionnement nominal (Ω_{T_nom}, P_{nom}) [HAN05] [KHE09] [KHE10]. Cette méthode peut être adaptée à tout point de fonctionnement de référence (Ω_{T_nom}, P_{e_ref}) en vue de la participation au réglage de fréquence de l'éolienne. P_{e_ref} est définie comme la puissance de référence de l'éolienne exprimée en S.I et $P_{e_ref} \leq P_{nom}$ quand l'éolienne participe au réglage de fréquence.

Étant donné que la vitesse du vent est très fluctuante, le point de fonctionnement de l'éolienne peut varier dans une grande zone (zone 3 de la Figure 3-6) même si elle est

commandée pour produire la puissance nominale. Dans ce contexte, le fonctionnement en mode « réserve » de l'éolienne rend plus difficile la commande de la vitesse. Comme une puissance de référence réduite est introduite dans la boucle, les paramètres de la relation linéarisée dépendent non seulement de la vitesse du vent (v) mais aussi de la consigne de la puissance (P_{e_ref}).

Sur la base de la démonstration mathématique proposée en annexe 2 (A2.1, A2.2 et A2.3), les petits mouvements autour du point de fonctionnement de référence du couple aérodynamique (ΔT_{a_pu}) et du couple électromagnétique ($\Delta T'_{em_pu}$) peuvent s'exprimer en fonction des petites variations de la vitesse de la turbine ($\Delta\Omega_{T_pu}$) et de l'angle de calage ($\Delta\beta$) par des relations linéaires. On aboutit alors à la boucle ouverte de la commande de la vitesse comme schématisé en Figure 3-9.

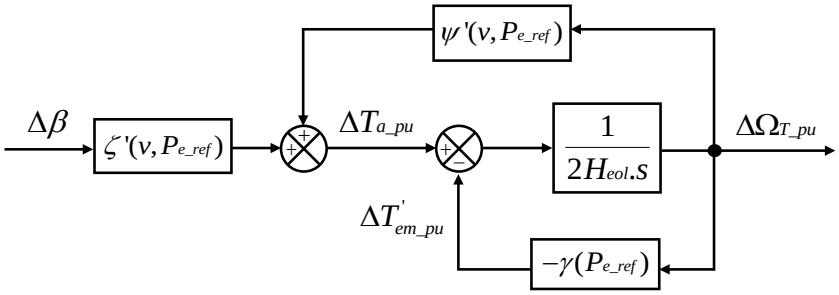


Figure 3-9. Boucle ouverte de la commande linéarisée

Les grandeurs ψ', ζ' et γ sont définies en annexe 2 et peuvent être déduites en connaissant la valeur de la vitesse du vent (v) et de la puissance de référence (P_{e_ref}). La fonction de transfert de la boucle ouverte peut ainsi être calculée selon (3.23) :

$$\Delta\Omega_{T_pu} = \frac{k_{pi}(v, P_{e_ref})}{1+\tau_{pi}(v, P_{e_ref}).s}.\Delta\beta \qquad (3.23)$$

Avec k_{pi} et τ_{pi} respectivement le gain et la constante de temps de la boucle ouverte de la commande linéarisée. Ces deux grandeurs varient suivant le point de fonctionnement de référence (cf. annexe 2 (A2.4)).

En connaissant cette relation linéarisée, la commande de la vitesse peut être réalisée à l'aide de la régulation du pitch. Une représentation par schéma bloc de la commande linéarisée adaptée est schématisée en Figure 3-10.

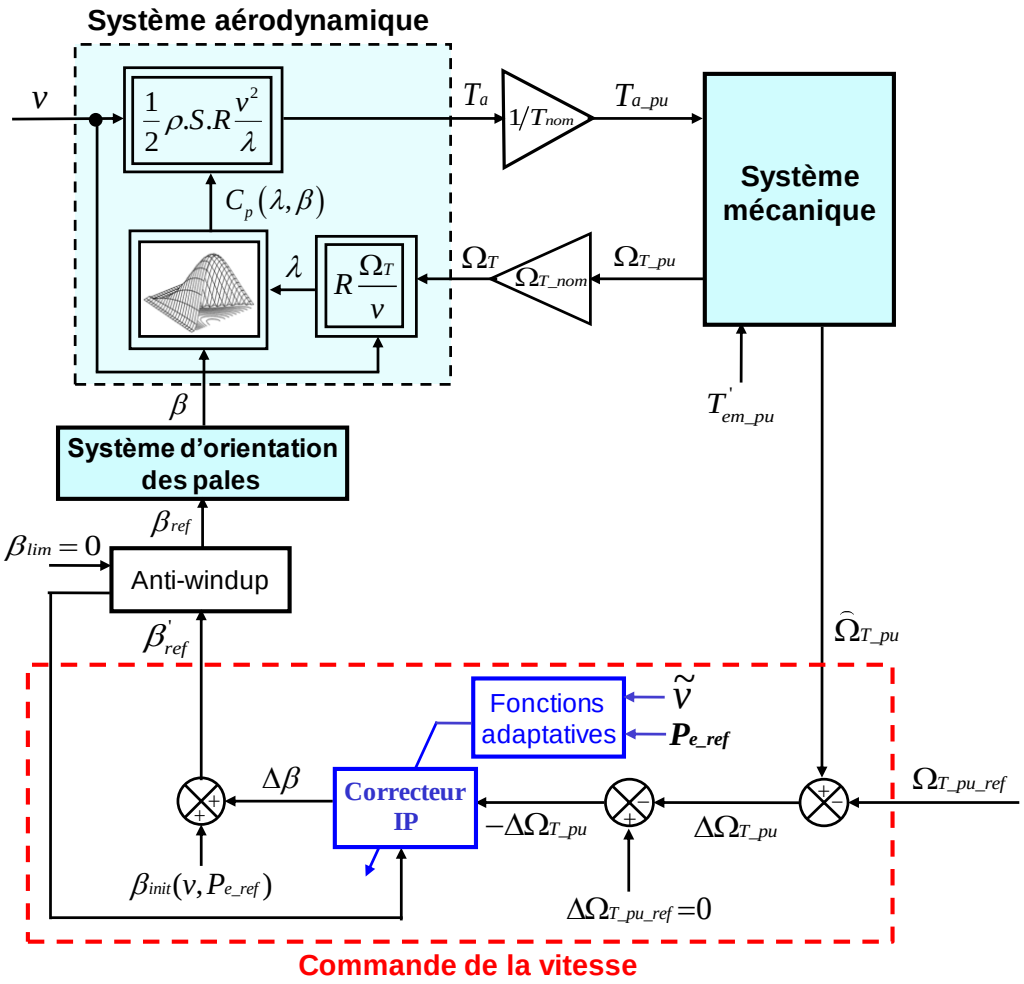


Figure 3-10. Représentation par schéma bloc de la commande linéarisée

Comme le gain (k_{pi}) et la constante de temps (τ_{pi}) de la boucle ouverte de la vitesse dépendent fortement du point de fonctionnement de l'éolienne, il est nécessaire d'implanter un correcteur IP avec un gain adaptatif variable en fonction de la vitesse du vent et de la référence de puissance.

La Figure 3-11 montre l'évolution du gain du correcteur en fonction de la vitesse du vent pour les différentes consignes de puissance. La valeur du gain varie très fortement et tend rapidement vers des valeurs très élevées quand la vitesse du vent diminue. La valeur du gain est toujours négative car l'angle de calage est censé être augmenté (un $\Delta\beta$ positif est nécessaire) lorsque la vitesse de la turbine dépasse sa valeur nominale (l'entrée du correcteur ($-\Delta\Omega_{T_pu}$) est négative).

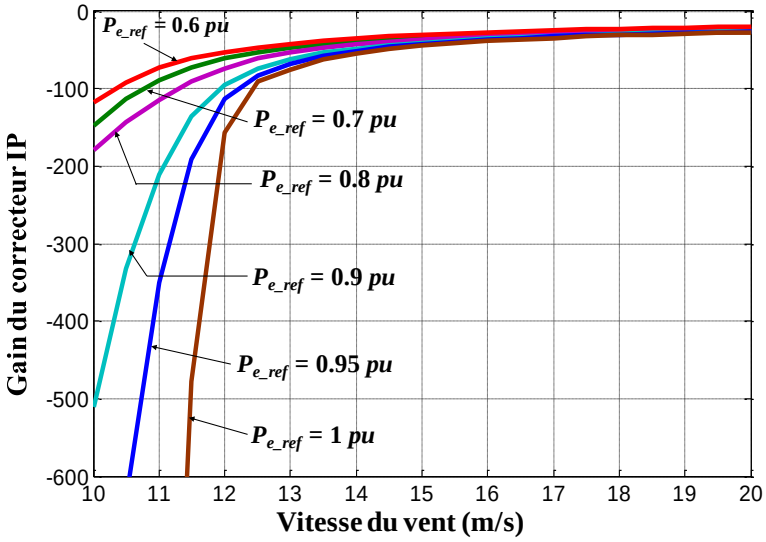


Figure 3-11. Evolution du gain du correcteur suivant le point de fonctionnement

La méthode adaptée basée sur la commande linéarisée classique présente deux inconvénients majeurs. Tout d'abord, avec cette approche, la linéarisation du système éolien n'est valable, en toute rigueur, que dans la zone de fonctionnement où la vitesse de la turbine est très proche de sa valeur nominale [KHE10] (c'est-à-dire dans les zones 2 et 3 de la Figure 3-6). Par conséquent, il est difficile de réduire la production éolienne et constituer la réserve dans la zone de MPPT, dans laquelle l'éolienne fonctionne la plupart du temps, tout en maintenant un comportement correct du régulateur de la vitesse.

En outre, cette méthode présente des grandes complexités pour la mise en œuvre car le gain du correcteur est très variable en fonction de la vitesse du vent et de la consigne de puissance quand l'éolienne participe au réglage de fréquence. Cette variabilité ne peut pas être négligée comme la montre la Figure 3-11. L'implémentation de cette commande est donc plus compliquée, alors que la précision est plus faible (une estimation de la vitesse du vent est nécessaire).

Du fait que la commande linéarisée **restreint la participation de l'éolienne au réglage de fréquence et présente des complexités d'implantation inévitables**, une autre commande plus performante est ensuite proposée et permet une extension du domaine d'application et une implantation plus simple.

3.6.2. Commande par inversion du modèle

La non linéarité entre la vitesse de la turbine et l'angle d'orientation est essentiellement apportée par la courbe $C_p(\lambda,\beta)$, qui peut être représentée sous la forme d'une table comportant les valeurs numériques de C_p en fonction de λ et β. La méthode développée consiste à linéariser le système éolien par une autre façon en utilisant la table inversée $\beta(C_p,\lambda)$. L'architecture de la commande est basée sur une inversion de chaque élément dans la chaîne d'action du système dans l'algorithme de la commande comme présenté dans la Figure 3-12.

- La référence de l'angle d'orientation des pales (β'_{ref}) est donnée par la table inversée $\beta(C_p,\lambda)$ en connaissant la valeur de la référence du coefficient de puissance (C_{pref}) et de la vitesse spécifique (λ). Cette dernière peut être calculée une fois que la vitesse de la turbine est mesurée.

- La valeur de la référence du coefficient de puissance (C_{pref}) peut être obtenue à partir de la référence du couple aérodynamique ($T_{a_pu_ref}$) donnée par le correcteur IP. Les calculs intermédiaires proviennent des équations (3.2) et (3.3).

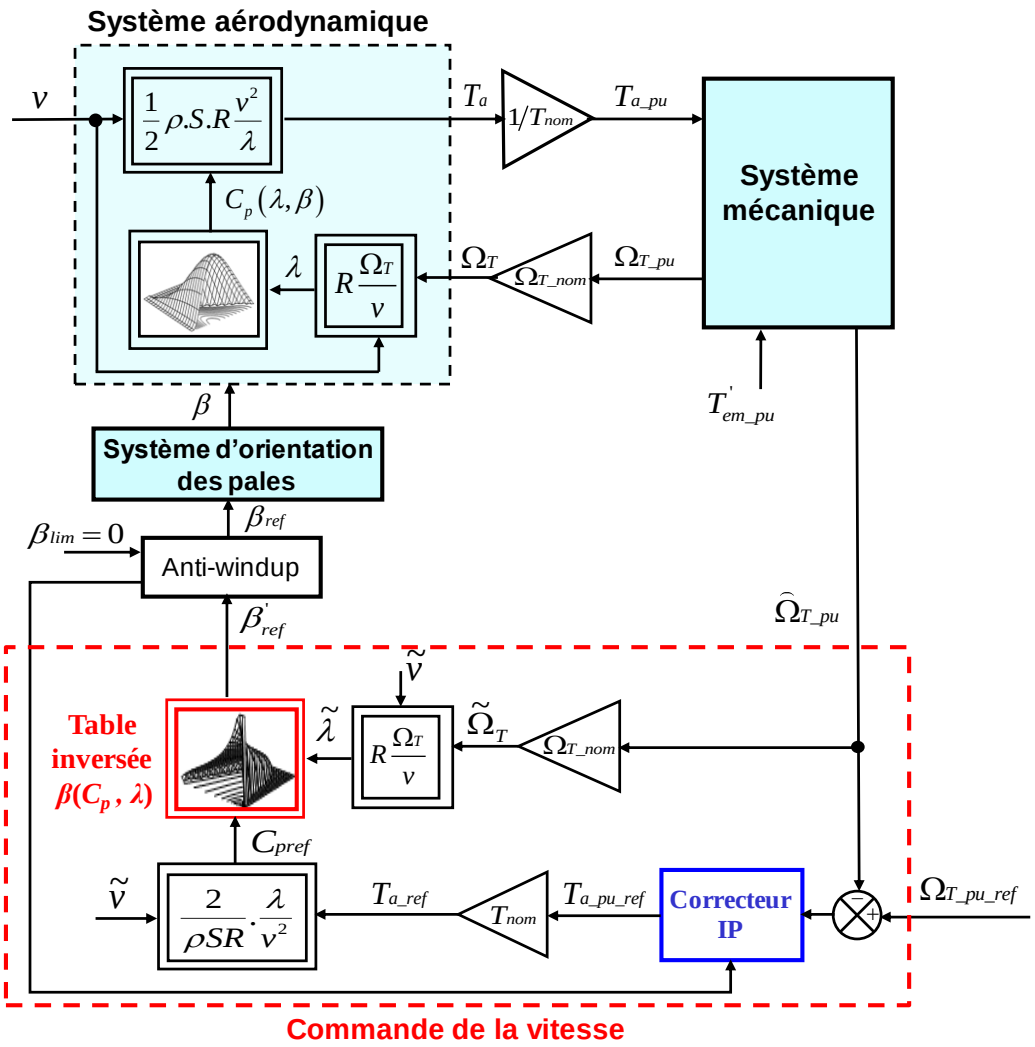


Figure 3-12. Représentation par schéma bloc de la commande par inversion du modèle

Si la méthode d'inversion de la table est exacte, le couple aérodynamique (T_{a_pu}) est égal à sa valeur de référence ($T_{a_pu_ref}$) et la chaîne d'action du système vue par le correcteur sera donc linéaire. L'implantation d'un simple correcteur IP avec un gain constant est ainsi suffisante pour la régulation de la vitesse.

La procédure générale d'inversion d'une fonction à deux variables d'entrée développée dans [VEN10] a été appliquée ici pour inverser la table $C_p(\lambda,\beta)$. En se basant sur une interpolation polynomiale par morceaux et en utilisant des « splines cubiques » [BAD12], cette procédure peut être appliquée sur tout type de courbe $C_p(\lambda,\beta)$ (cf. annexe 3). Comme les paramètres de la table inversée sont obtenus pour toutes les coordonnées (λ,β), la linéarisation du système est valable pour toute la plage de fonctionnement. La commande proposée permet ainsi d'élargir le potentiel de la participation de l'éolienne au réglage de fréquence pour toutes les conditions du vent.

3.6.3. Evaluation des performances de la commande

A part la conception d'une loi de commande convenable, pour pouvoir démarrer proprement les simulations dynamiques, il est également très important de savoir initialiser le modèle éolien. En effet, quand une éolienne participe au réglage de fréquence, sa puissance de consigne au point d'origine de simulation ($P_{e_pu_ref0}$) serait différente de la puissance maximale qu'elle peut produire sous la vitesse du vent initiale (v_0). L'objectif de l'initialisation du modèle consiste à retrouver la vitesse initiale de la turbine ($\Omega_{T_pu_init}$) ainsi que l'angle de calage initial (β_{init}) correspondant au point de fonctionnement de départ ($P_{e_pu_ref} = P_{e_pu_ref0}, v = v_0$). Lorsque l'éolienne contribue à la réserve, la valeur initiale de ces deux grandeurs ne peut pas être obtenue par une lecture directe sur la courbe caractéristique classique de la vitesse et de l'angle d'orientation (Figure 3-6). En se basant sur le principe du fonctionnement en mode « réserve » présenté au paragraphe 3.4.2, une nouvelle méthode est proposée et détaillée en annexe 5 permettant d'initialiser correctement le modèle éolien en cas de participation au réglage primaire de fréquence.

En connaissant la méthode d'initialisation du modèle éolien, la performance de la stratégie de commande proposée est évaluée avec trois scénarii différents de simulation. Pour chaque scénario, l'angle d'orientation des pales (β), la vitesse de la turbine (Ω_{T_pu}), la puissance de référence ($P_{e_pu_ref}$) ainsi que la puissance électrique mesurée (P_{e_pu}) sont montrés.

La première série de résultats est illustrée dans la Figure 3-13. Elle prouve la stabilité de l'éolienne avec la commande proposée et sa capacité à répondre à un échelon de puissance de référence sous une vitesse du vent forte (12 m/s). Comme la vitesse du vent est suffisamment grande (correspondante à la zone 3 de la Figure 3-6), la performance de la commande linéarisée est également satisfaisante et une comparaison entre les deux méthodes de commande de la vitesse est possible.

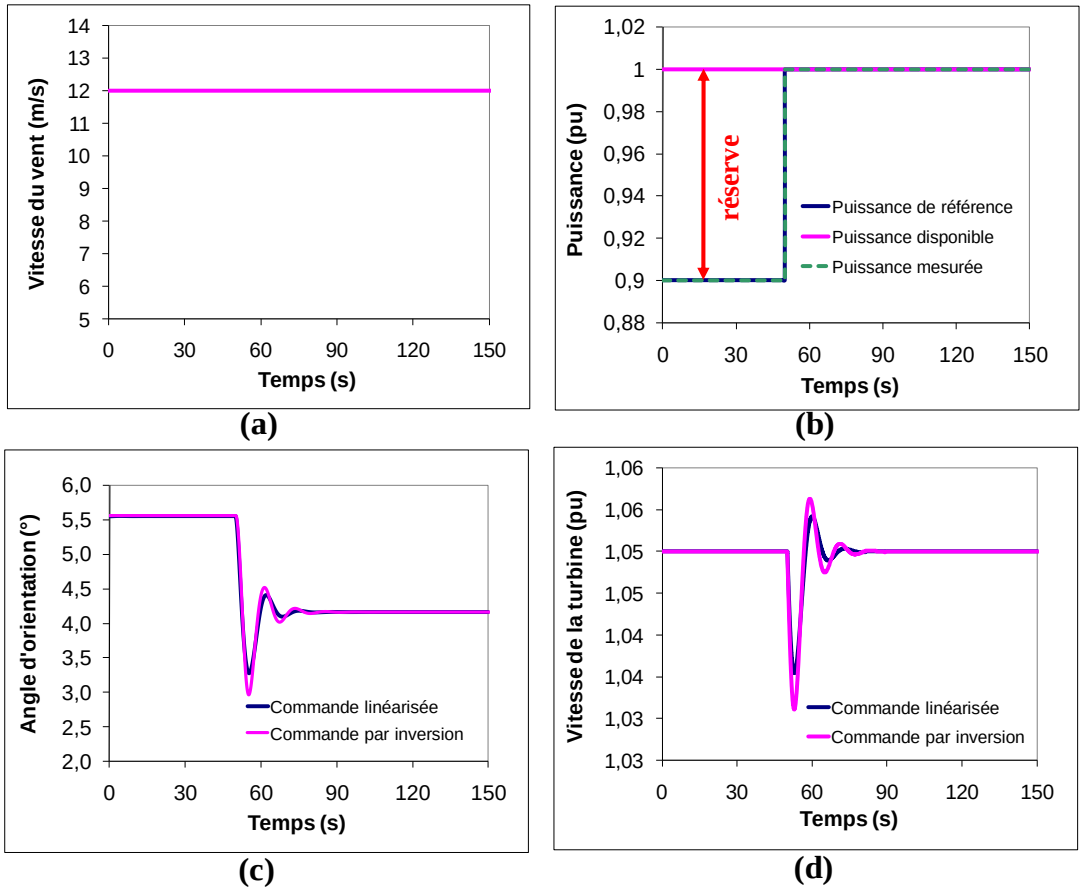


Figure 3-13. Comparaison de la performance de la commande linéarisée et la commande par inversion du modèle avec une vitesse du vent élevée

Initalement, l'éolienne fonctionne à 90% de sa puissance maximale disponible (Figure 3-13(b)), donc 90% de la puissance nominale (0,9 p.u) dans ce cas, et les 10% restant constituent la réserve de puissance (α=0,9 à t=0s pour générer la puissance de référence initiale). A t=50s, un échelon de puissance de référence est simulé pour explorer la réponse de l'éolienne face à un brusque appel de réserve. La Figure 3-13(b) montre que la réponse de la puissance éolienne avec les deux commandes est similaire et suit parfaitement la référence de puissance. Le niveau des contraintes mécaniques s'avère également très proche comme remarqué dans la Figure 3-13(c) et (d). Cette première simulation permet de prouver que la commande par inversion du modèle est aussi performante que la commande linéarisée dans la zone de fonctionnement où la vitesse du vent est élevée.

Une deuxième série de résultats est illustrée dans la Figure 3-14 et met en évidence les avantages de la commande par inversion du modèle par rapport à la commande linéarisée en termes de la régulation de fréquence. Une vitesse du vent égale à 6 m/s est choisie (avec un point de fonctionnement en charge partielle dans la zone 1). Comme les bons paramètres du correcteur IP pour la commande linéarisée ne peuvent pas être calculés pour une faible vitesse du vent, cette méthode n'est plus valable et seuls les résultats de simulation de la commande par inversion du modèle sont montrés.

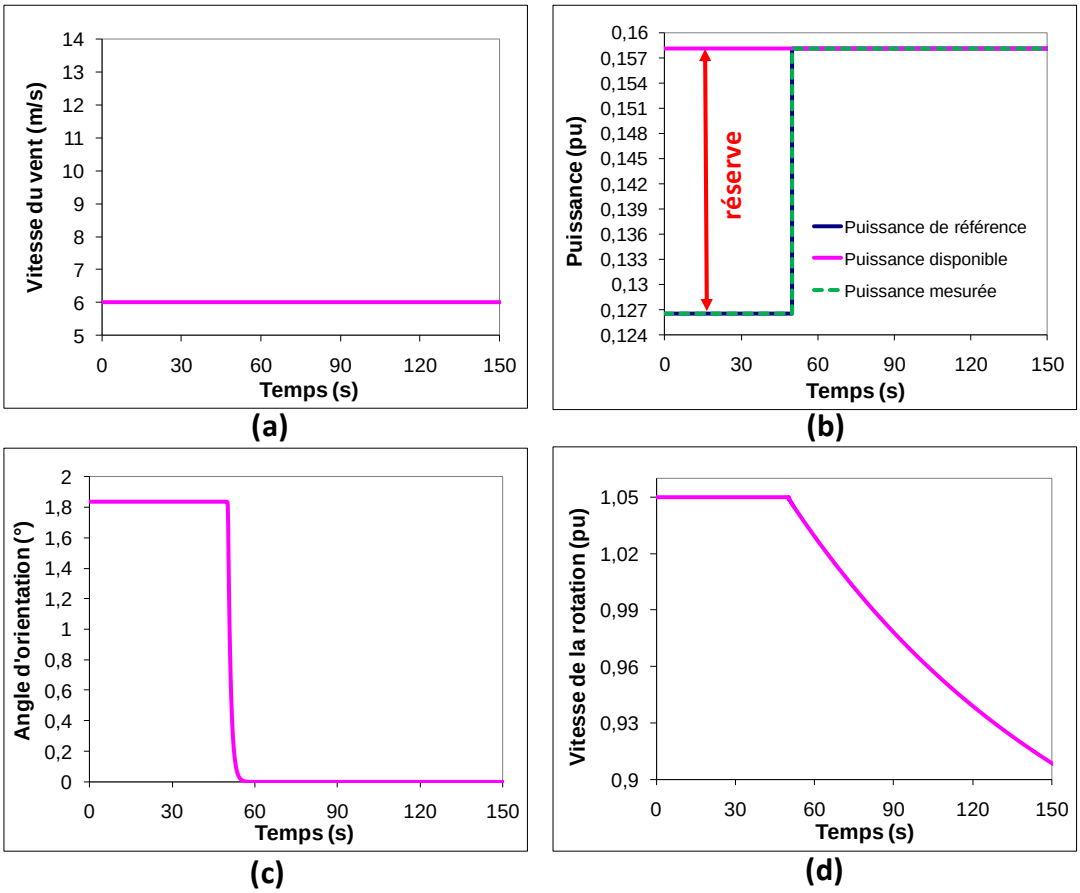


Figure 3-14. Comportement de l'éolienne face à un échelon de puissance de référence commandée par inversion du modèle (vent faible)

La puissance maximale disponible de l'éolienne est d'environ 0,157 p.u avec la vitesse du vent simulée. 20% de la puissance disponible est initalement conservée en tant que réserve de puissance (α =0,8) et totalement libérée à 50s conformément à l'échelon de puissance de référence (α =1) comme le montre la Figure 3-14(b). Pour pouvoir constituer la réserve à l'instant intial, le régulateur de vitesse est activé à t=0s avec un angle de calage non nul et la vitesse de la turbine est limitée à sa valeur maximale égale à 1,05 p.u (cf. 3.4.2). Suite à un échelon du paramètre α à t=50s, l'angle d'orientation des pales diminue afin d'extraire plus de puissance mécanique du vent (Figure 3-14(c)) et la vitesse de la turbine baisse également pour libérer de l'énergie cinétique et compenser l'augmentation de l'injection de la puissance active (Figure 3-14(d)). A partir du moment où l'angle d'orientation des pales chute à 0, la vitesse de la turbine est régulée indirectement par la boucle de la commande de la puissance (cf. 3.5). Cette deuxième simulation montre que, sous la commande par inversion du modèle, l'éolienne peut fonctionner correctement en mode « réserve » même pour une faible vitesse du vent.

La troisième série de résultats est illustrée dans la Figure 3-15 et révèle un autre avantage de la commande par inversion du modèle en termes de la complexité d'implantation, face à un changement simultané de la puissance de référence et de la vitesse du vent.

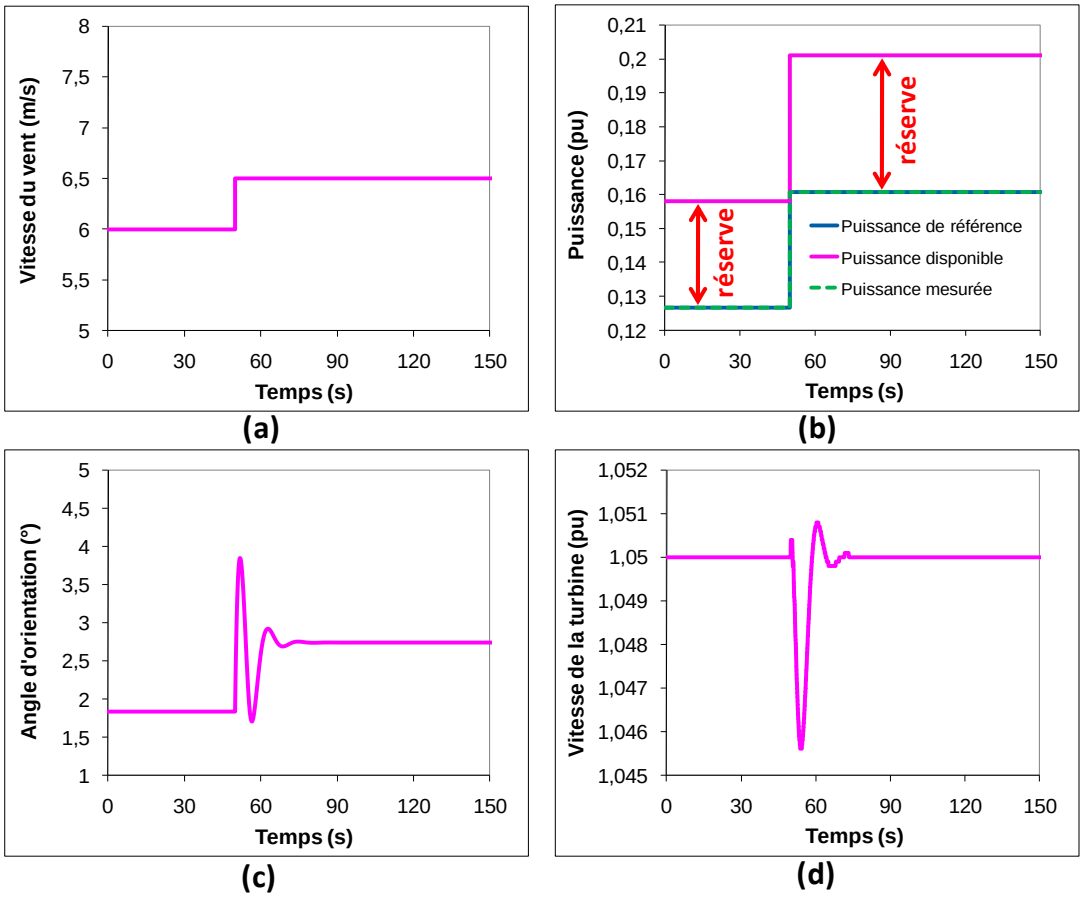


Figure 3-15. Comportement de l'éolienne face à un échelon de puissance de référence et de vitesse du vent commandée par inversion du modèle

Un échelon de vitesse du vent de 6 m/s à 6,5 m/s a été appliqué à t=50s (Figure 3-15(a)), toutefois, le paramètre de réserve (α) est maintenu constant (α =0,8) pour cette simulation. Autrement dit, 20% de la puissance disponible est toujours utilisée pour constituer la réserve de puissance. Comme la valeur de la référence de puissance est proportionnelle à la puissance disponible quand α est constant, cette première est également soumise à un échelon à t=50s (Figure 3-15(b)). Un gain constant du correcteur IP, qui dépend uniquement de l'inertie totale de l'éolienne et du taux d'amortissement ainsi que de la pulsation propre non-amortie choisis pour paramétrer le correcteur, est appliqué tout au long de la simulation. Aucun réglage supplémentaire de la valeur du gain n'est nécessaire pour assurer le bon fonctionnement du correcteur, même si le point de fonctionnement de l'éolienne change suite à la variation de la vitesse du vent. La réponse de l'actionneur du pitch (Figure 3-15(c)) est correcte à l'égard du temps de réponse prédéfini du correcteur (10s). La vitesse de la turbine est aussi correctement régulée lors de la simulation comme le montre la Figure 3-15(d).

Il faudrait noter qu'un échelon de puissance de référence est simulé pour les trois simulations présentées ci-dessus. Cela permet de montrer qu'avec une commande pertinente, l'éolienne est capable de suivre la consigne de puissance en fournissant très rapidement sa réserve disponible en cas de besoin. Néanmoins, un changement brutal de la

valeur de référence de puissance se produit très rarement en pratique. En effet, quand les stratégies du réglage de fréquence seront introduites dans le modèle éolien, la sollicitation de la réserve éolienne dépendra de la variation de fréquence en cas d'incident et deviendra ainsi moins violente.

Il a été démontré, au travers des résultats de simulations présentés, que la commande par inversion du modèle peut être utilisée de la même manière que la commande linéarisée adaptée pour la régulation de la vitesse de la turbine sous une forte vitesse du vent. De plus, cette méthode proposée permet une participation de l'éolienne au réglage de fréquence pour les faibles vitesses du vent et une implantation beaucoup plus simple avec un gain du correcteur constant. Elle semble donc plus pertinente pour la commande des éoliennes dans le cadre de la participation au réglage de fréquence et sera retenue pour la suite des travaux.

3.7. Conclusion

La modélisation d'une éolienne à vitesse variable a été précisée en premier lieu dans ce chapitre. Le modèle construit a été initialement implanté sur le logiciel *Matlab Simulink* pour tester son fonctionnement et concevoir la loi de commande associée, et par la suite, transposé vers *Eurostag* afin de faciliter les études sur les réseaux électriques de grande puissance. La procédure de transposition du modèle de *Matlab* à *Eurostag* est synthétisée en annexe 4.

La commande classique d'une éolienne à vitesse variable a pour objectifs principaux de contrôler sa vitesse de rotation et d'assurer l'injection de sa puissance maximale au réseau. Dans le cadre de la participation au réglage de fréquence, il est essentiel que la commande d'une éolienne lui permette de fonctionner à un point de fonctionnement non optimal afin de constituer de la réserve pour toutes les vitesses du vent. Une adaptation de la loi de commande existante est ainsi nécessaire pour prendre en compte ce nouvel objectif.

La stratégie de la commande éolienne proposée consiste à contrôler la puissance active par action sur le couple électromagnétique et la vitesse de la turbine par l'angle d'orientation des pales. Pour la commande de la vitesse, deux méthodes ont été étudiées : l'une est basée sur l'adaptation de la commande linéarisée classique et l'autre sur une linéarisation du système éolien par inversion du modèle (Figure 3-16).

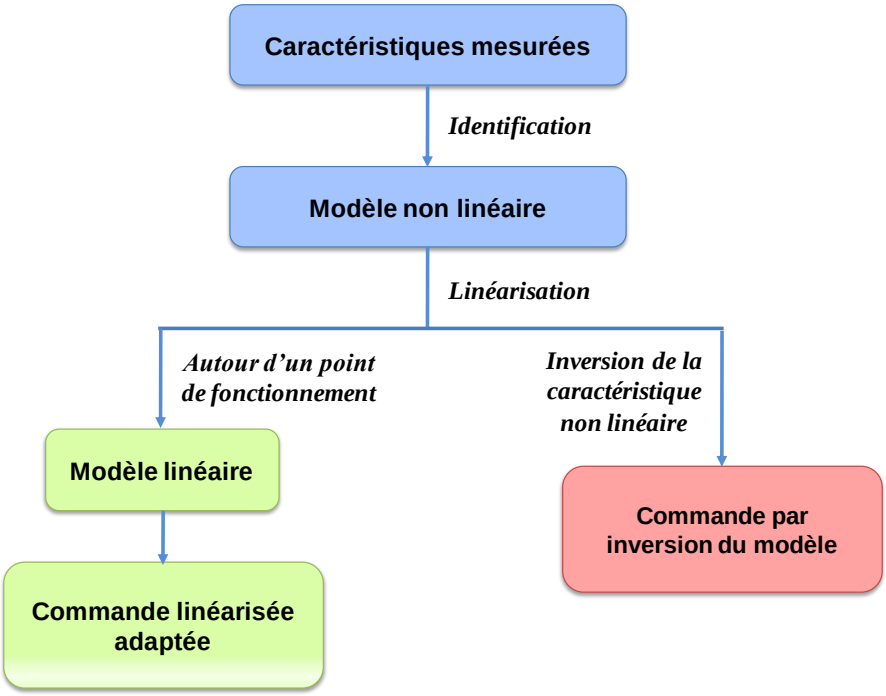


Figure 3-16. Synoptique de la conception de la loi de commande de la vitesse

Après avoir analysé le principe de ces deux méthodes et comparé leurs performances pour différentes conditions de vent, la commande par inversion du modèle s'est révélée plus pertinente vis-à-vis des objectifs de la commande en permettant une implantation plus simple et une extension du domaine de validité. Elle sera ainsi retenue pour contrôler la vitesse de la turbine.

Grâce au travail de préparation présenté dans ce chapitre, un modèle en unités réduites d'une éolienne à vitesse variable a été construit, associé à une loi de commande lui permettant de suivre sa consigne de puissance de référence sur toute la plage de fonctionnement. Ce modèle est donc prêt à être employé pour caractériser la performance dynamique du réglage de fréquence des éoliennes.

Chapitre 4

Etudes des performances dynamiques du réglage de fréquence

4.1. Introduction

La présence d'un fort taux de pénétration de la production éolienne passive engendrera le problème de baisse de l'inertie du réseau et d'allocation de la réserve primaire (cf. chapitre 2). Une des solutions envisageables permettant d'atténuer les impacts négatifs des éoliennes consiste à les faire participer au réglage de fréquence comme le font les groupes de production conventionnels. Néanmoins, sans dispositif de commande spécifique, les éoliennes à vitesse variable ne sont pas en mesure de répondre aux variations de fréquence du système électrique car leur vitesse de rotation est entièrement découplée de la fréquence par les convertisseurs à électronique de puissance.

Afin de rendre possible la contribution des éoliennes au réglage de fréquence, [ROD02] et [EKA03] ont été parmi les premiers à proposer de moduler la production des éoliennes en fonction de la fréquence du réseau. Depuis, de nombreuses études ont été consacrées à ce sujet et parmi les solutions proposées, deux semblent particulièrement intéressantes : le réglage inertiel et la contribution au réglage primaire.

La première solution consiste à émuler une réponse inertielle en puissance sur les éoliennes pour que ces dernières puissent contribuer à la stabilisation de la fréquence en cas de défaut en utilisant de l'énergie cinétique stockée dans leurs masses tournantes. Cette réponse éolienne émulée, créée par la commande, n'a rien de naturel et est ainsi appelée, dans la littérature, « inertie synthétique ». La capacité des éoliennes à fournir de la

puissance suivant une inertie synthétique a été prouvée, pourtant, une caractérisation plus précise de la performance de ce réglage est nécessaire avant la mise en œuvre industrielle, en prenant en compte des caractéristiques spécifiques liées à la technologie éolienne.

La deuxième solution consiste à faire participer les éoliennes au réglage primaire de fréquence en utilisant la puissance de réserve constituée sur les turbines. Cette solution paraît particulièrement intéressante pour résoudre les contraintes statiques liées au placement de réserve à fort taux de pénétration (cf. chapitre 2, 2.2), mais nécessite que la puissance des éoliennes soit « volontairement » dégradée afin de constituer la réserve. En effet, pour assurer la quantité nécessaire de réserve sur le réseau en cas de forte production éolienne, il serait éventuellement plus rentable de placer une partie de réserve sur les générateurs éoliens, au lieu de démarrer une centrale de production.

Dans ce chapitre, une synthèse de l'état de l'art sur l'inertie synthétique sera d'abord introduite. Ensuite, l'implémentation de l'inertie synthétique dans le dispositif de commande de l'éolienne (construit au chapitre 3) sera présentée. La performance de ce réglage et sa contribution au système électrique seront étudiées pour différents points de fonctionnement et différents paramètres du contrôleur. L'évaluation de la performance dynamique du réglage primaire de fréquence fourni par les éoliennes fera également l'objet de ce chapitre. Ce réglage sera aussi implanté dans le modèle éolien et sa contribution à la stabilisation de la fréquence sera caractérisée en la comparant avec celle du réglage primaire des groupes conventionnels et de l'inertie synthétique. Enfin, l'apport d'une combinaison des services fournis par les éoliennes (réglage inertiel et réglage primaire) sera étudié.

4.2. Synthèse de l'état de l'art sur l'inertie synthétique et problématiques

4.2.1. Potentiel de fourniture en énergie cinétique

Les éoliennes à vitesse variable comportent des masses tournantes comme les groupes de production classiques et donc de l'énergie cinétique stockée dans leurs masses lors de leur fonctionnement. Néanmoins, l'inertie naturelle (ou l'énergie cinétique) des éoliennes ne peut pas être « vue » par le système à cause de la présence de l'interface d'électronique de puissance. [KEU09] a proposé une approche simplifiée pour évaluer le potentiel de fourniture de l'énergie cinétique des éoliennes à vitesse variable.

En effet, si l'on suppose que l'ensemble du réseau pourrait être caractérisé par une grosse machine synchrone équivalente dont l'inertie est J, l'énergie cinétique totale stockée dans les masses de ce système (E_{conv}) pourra être calculée par :

$$E_{conv} = \frac{1}{2} J.\Omega^2 \tag{4.1}$$

Avec : Ω [rad/s] : vitesse de rotation de la machine équivalente.

Nous définissons la vitesse en p.u ($\Omega_{_pu}$) par :

$$\Omega_{_pu} = \frac{\Omega}{\Omega_{nom}} \tag{4.2}$$

Avec : Ω_{nom} [rad/s] : vitesse de rotation nominale de la machine équivalente.

Si la puissance apparente de la machine synchrone équivalente est de VA_{base}, la constante d'inertie équivalente du parc conventionnel (H_{conv}) sera calculée comme suit :

$$H_{conv} = \frac{\frac{1}{2} J.\Omega_{nom}^{2}}{VA_{base}} \tag{4.3}$$

En ramenant les équations (4.2) et (4.3) dans (4.1), nous obtenons alors :

$$E_{conv} = H_{conv}.\Omega_{_pu}^{2}.VA_{base} \tag{4.4}$$

Il est supposé que la taille du réseau reste inchangée. Quand la production éolienne augmente, une fraction F de la production conventionnelle sera remplacée par les éoliennes. La puissance totale des groupes conventionnels restés connectés est alors de $(1-F).VA_{base}$. Selon (4.4), pour une variation de vitesse de $\Omega_{_pu0}$ à $\Omega_{_pu1}$, l'énergie cinétique libérée au réseau par les groupes classiques remplacés (E_{conv_rempl}) peut être calculée par :

$$E_{conv_rempl} = F.H_{conv}.(\Omega_{_pu0}^{2} - \Omega_{_pu1}^{2}).VA_{base} \tag{4.5}$$

Pour se substituer aux groupes conventionnels déconnectés (dont la puissance totale est de $F.VA_{base}$), il faut un parc éolien dont la puissance apparente est de $M.F.VA_{base}$, avec le facteur M beaucoup plus grand que 1, du fait du crédit de capacité[21] faible de la production éolienne. Si nous définissons H_{eol} comme la constante d'inertie équivalente du parc éolien, pour une variation de la vitesse de la turbine de Ω_{T_pu0} à Ω_{T_pu1}, l'énergie cinétique pouvant potentiellement être libérée par les éoliennes (E_{eol}) peut être caractérisée par :

$$E_{eol} = M.F.H_{eol}.(\Omega_{T_pu0}^{2} - \Omega_{T_pu1}^{2}).VA_{base} \tag{4.6}$$

Les équations (4.5) et (4.6) nous permettent de déduire le rapport :

$$\frac{E_{eol}}{E_{conv_rempl}} = \frac{M.H_{eol}.(\Omega_{T_pu0}^{2} - \Omega_{T_pu1}^{2})}{H_{conv}.(\Omega_{_pu0}^{2} - \Omega_{_pu1}^{2})} \tag{4.7}$$

[21] Le « crédit de capacité » est défini comme étant la puissance des moyens de production conventionnels qui peut être remplacée par une source variable, comme l'éolien, sans diminuer la fiabilité du système. Cet indicateur s'exprime en % de la puissance installée. En France, le crédit de capacité de l'éolien est de l'ordre de 15% pour une puissance de 20 GW (i.e. en termes de puissance, 20 GW d'éolien est équivalent à 3 GW de moyens de production conventionnels en hiver) [EDF09].

La constante d'inertie d'une éolienne à vitesse variable (H_{eol}) est du même ordre de grandeur que celle d'un groupe de production conventionnel (H_{conv}) [AKH07] [KUN94], pourtant, la capacité de libération de l'énergie cinétique est très différente. En effet, la plage de variation de la vitesse d'un groupe conventionnel est très limitée en pratique (synchronisée à la variation de fréquence du réseau auquel il est raccordé). Au contraire, pour une éolienne à vitesse variable, grâce au découplage entre sa vitesse et la fréquence du réseau, sa vitesse de rotation peut être baissée jusqu'à la valeur minimale admissible (permettant encore d'assurer le fonctionnement normal de la turbine), qui est en général de l'ordre de 0,7~0,8 p.u [ULL08] [TAR09-1].

Afin d'illustrer quantitativement cette différence, un calcul numérique est appliqué à l'équation (4.7) en prenant, à titre d'exemple, $\Omega_{_pu0}$=1,0 p.u, $\Omega_{_pu1}$=0,95 p.u, Ω_{T_pu0}=1,0 p.u, Ω_{T_pu1}=0,8 p.u et $H_{eol}\approx H_{conv}$:

$$\frac{E_{eol}}{E_{conv_rempl}} = \frac{M.(1,0^2 - 0,8^2)}{(1,0^2 - 0,95^2)} = 3,69M \tag{4.8}$$

Ce rapport est donc largement supérieur à 1. Cela signifie que la quantité de l'énergie cinétique qui peut être libérée par les éoliennes en cas de besoin est largement plus importante que celle par les groupes conventionnels qu'elles remplacent.

Bien que l'approche présentée ci-dessus caractérise de manière simple l'énergie cinétique d'un système électrique, il peut être conclu que cette dernière est théoriquement toujours suffisante même en cas de fort taux de pénétration, grâce au haut potentiel de fourniture de l'énergie cinétique des éoliennes à vitesse variable. Très logiquement, on pense alors à exploiter l'énergie cinétique stockée dans les masses tournantes des éoliennes similairement à celle des groupes conventionnels pour la stabilisation de la fréquence, d'où l'idée d'émuler une réponse inertielle sur les éoliennes via un réglage spécifique.

4.2.2. Principe de fonctionnement de l'inertie synthétique et problématiques

La conception de l'inertie synthétique s'est inspirée du comportement inertiel d'une machine synchrone employée dans une centrale de production conventionnelle. En effet, selon l'équation (4.4), l'énergie cinétique en p.u (E_{conv_pu}) stockée dans une machine synchrone de puissance VA_{base} tournant à la vitesse $\Omega_{_pu}$ peut être caractérisée par :

$$E_{conv_pu} = H_{conv}.\Omega_{_pu}^{\ 2} \tag{4.9}$$

Avec :

$$E_{conv_pu} = \frac{E_{conv}}{VA_{base}} \tag{4.10}$$

La puissance inertielle (P_{conv_pu}) qui s'oppose à la variation de vitesse de cette machine peut alors être calculée en dérivant son énergie cinétique :

$$P_{conv_pu} = \frac{dE_{conv_pu}}{dt} = 2.H_{conv}.\Omega_{_pu}.\frac{d\Omega_{_pu}}{dt} \tag{4.11}$$

Le couple généré par cette puissance (T_{conv_pu}) est ainsi :

$$T_{conv_pu} = \frac{P_{conv_pu}}{\Omega_{_pu}} = 2.H_{conv}.\frac{d\Omega_{_pu}}{dt} = 2.H_{conv}.\frac{df_{_pu}}{dt} \tag{4.12}$$

Avec : $f_{_pu}$: fréquence en unités réduites dont la base est de 50Hz dans la zone ENSTO-E.

Ce couple T_{conv_pu}, dépendant de la constante d'inertie (H_{conv}) de la machine, s'oppose naturellement à toute variation de fréquence du système électrique. Pour faire en sorte qu'une réponse similaire puisse être fournie par les éoliennes, il a été d'abord proposé par [EKA04] et [MOR05] d'introduire une consigne supplémentaire proportionnelle à la dérivée de la fréquence dans la boucle de commande des éoliennes. Cette consigne peut être ajoutée directement à la référence de la puissance électrique [XUE11] ou du couple électromagnétique [MOR06-1] issue de la commande classique ayant pour objectif de maximiser la production éolienne. Avec un tel contrôleur, les éoliennes peuvent délivrer très rapidement une puissance additionnelle au réseau lors de la chute de fréquence. Cette puissance est obtenue à partir de l'énergie cinétique stockée dans les masses tournantes des éoliennes [MAU09].

En se basant sur ce principe, plusieurs études ont été réalisées sur ce sujet. [KAY09] a identifié les facteurs affectant la performance du réglage inertiel, tels que le dimensionnement des convertisseurs et les paramètres du contrôleur de l'inertie synthétique. [RUT11] a caractérisé statistiquement le potentiel de l'inertie synthétique de l'ensemble du parc éolien installé sur le réseau irlandais et révélé la non-linéarité de l'énergie cinétique disponible sur les éoliennes à l'égard de leur puissance produite. De surcroît, le réglage inertiel a été appliqué à plusieurs systèmes électriques de différente taille, variant de l'ordre de quelques centaines de MW (réseaux de type « insulaire ») [TAR09] [DUV09] à plusieurs dizaines de GW (réseaux métropolitains interconnectés) [BRI11] [MIL10], sa contribution à la réduction du creux de fréquence après un défaut a été vérifiée par simulations dynamiques.

La capacité de la fourniture de l'inertie synthétique des éoliennes à vitesse variable a été étudiée et prouvée par de nombreux articles. Toutefois, des études complémentaires et approfondies sont encore nécessaires afin de caractériser plus précisément la performance dynamique de l'inertie synthétique en prenant en compte des caractéristiques particulières des éoliennes.

Tout d'abord, seul le point de fonctionnement nominal des éoliennes a été considéré dans un grand nombre de publications, tel que dans [KAY09] [MAH10] [ELI11]. Cela permet une analyse plus simple mais n'est évidemment pas suffisant, car la période pendant laquelle les éoliennes fonctionnent à pleine charge ne représente qu'une petite portion de l'ensemble du temps de fonctionnement. Par exemple, [EST07] indique que les fermes

éoliennes raccordées au réseau portugais produisent une puissance supérieure ou égale à 0,5 p.u pendant seulement 10% du temps de fonctionnement global et ne délivrent quasiment jamais la puissance nominale installée à l'échelle nationale. Il est donc difficile de tirer des conclusions générales de ces études, car le fonctionnement à pleine charge des éoliennes n'est pas suffisamment représentatif. Une extension des études aux points de fonctionnement en charge partielle est donc essentielle.

Deuxièmement, la limitation de la variation temporelle de la puissance électrique éolienne (dP/dt) n'a guère été prise en compte dans les études précédentes. [CLA10] et [KAN09] ont montré que cette grandeur doit être limitée par une valeur maximale afin d'éviter toute variation brutale de la puissance éolienne et de réduire les fatigues mécaniques. En revanche, pour que le réglage de fréquence des éoliennes soit efficace, la dynamique de la réponse éolienne doit être assez rapide et une valeur minimale de (dP/dt) peut être exigée par les gestionnaires de réseaux aux éoliennes contribuant à l'inertie synthétique [EIR11]. Par conséquent, il semble indispensable de prendre en compte également l'impact de la limitation de la variation temporelle de puissance éolienne sur la performance de l'inertie synthétique ainsi que sur le comportement dynamique du producteur éolien.

4.3. Implémentation de l'inertie synthétique

Les contrôleurs du réglage de fréquence incluant respectivement un bloc de l'inertie synthétique et un bloc du réglage primaire ont été intégrés dans la chaîne de régulation de puissance du modèle éolien précédemment construit (cf. chapitre 3), comme le montre la Figure 4-1. Dans un premier temps, la consigne $P_{rp_pu_ref}$ issue du contrôleur du réglage primaire est fixée à 0 et le paramètre de réserve α est réglé à 1 (i.e. aucune réserve n'est constituée sur l'éolienne et la puissance maximale disponible est envoyée au réseau), afin de ne prendre en compte que l'effet de l'inertie synthétique.

Les différentes saturations internes de l'éolienne ont été prises en compte. Les paramètres P_{max} (valeur positive) et P_{min} (valeur négative) caractérisent la dimension des convertisseurs i.e. la puissance maximale qui peut être transitée de la partie mécanique au réseau électrique et dans le sens inverse. Une limitation de la pente de variation de la puissance électrique ($(dP/dt)_{max}$) a été également introduite afin de réduire les sollicitations de la partie mécanique. Selon les données typiques « à dire d'expert », la valeur de $(dP/dt)_{max}$ ne peut pas dépasser 0,2~0,4 p.u/s.

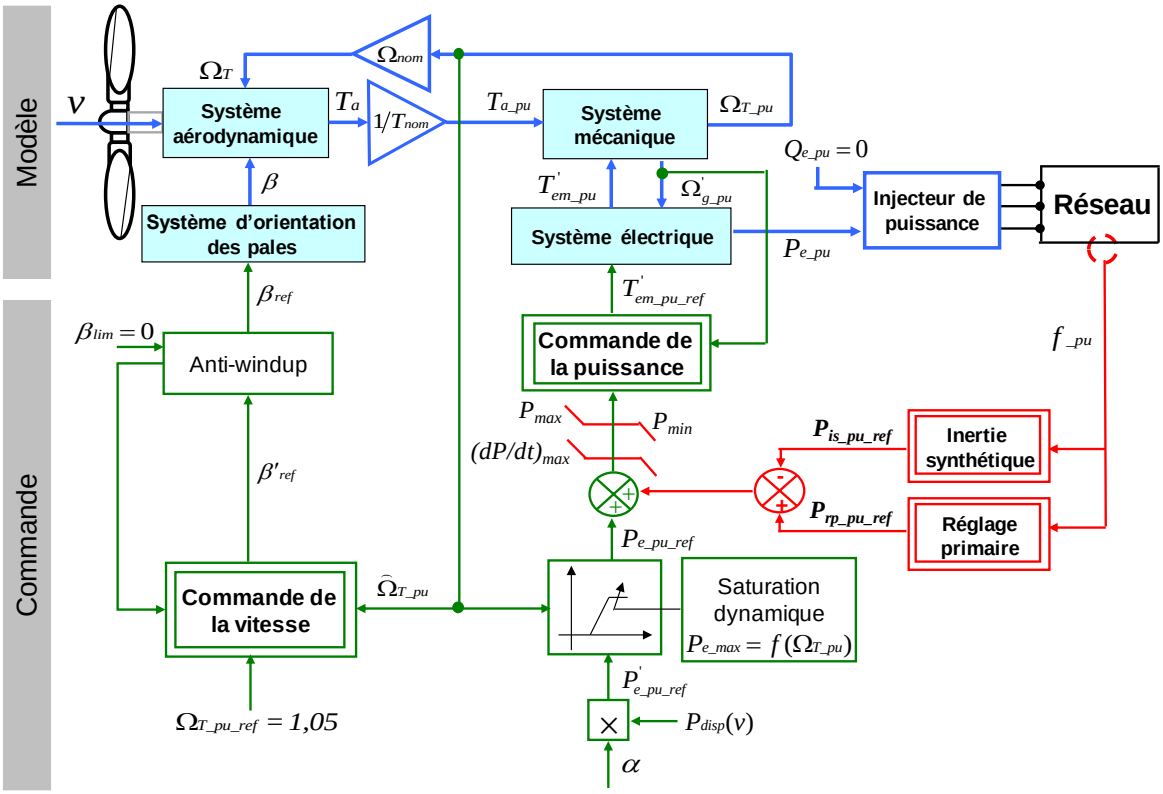


Figure 4-1. Intégration des contrôleurs de réglage de fréquence

La Figure 4-2 montre la chaîne de régulation de la commande de la puissance avec le contrôleur de l'inertie synthétique. Une consigne de puissance supplémentaire ($P_{is_pu_ref}$) en fonction de la dérivée de la fréquence est ajoutée à la référence de puissance de l'éolienne ($P_{e_pu_ref}$) issue de la commande précédemment conçue (cf. 3.6).

Etant donné que la turbine éolienne est couplée au réseau par des convertisseurs à électronique de puissance, la vitesse de rotation de l'éolienne n'est plus une image de la fréquence comme celle des alternateurs synchrones classiques. Une mesure de la fréquence du réseau via une PLL (Phase Locked Loop)[22] est donc indispensable. Afin de minimiser l'impact des bruits des signaux mesurés, un filtre passe-bas comportant une constante de temps de T_f (dont l'ordre de grandeur est autour de 100ms selon la performance des équipements) est introduit dans le contrôleur [MOR06-2]. Une bande morte est également implantée pour éviter que l'éolienne ne réponde aux fluctuations « normales » de la fréquence autour de sa valeur de référence, et donc éviter des sollicitations inutiles des éoliennes.

[22] Une PLL, ou une boucle à verrouillage de phase, est un montage électronique permettant d'asservir la phase instantanée de sortie sur la phase instantanée d'entrée, mais elle permet aussi d'asservir une fréquence de sortie sur un multiple de la fréquence d'entrée.

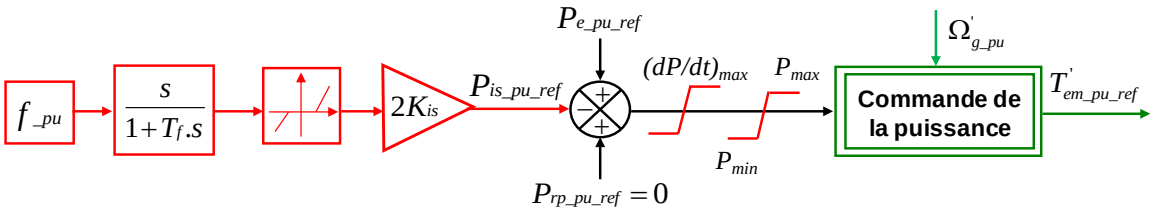


Figure 4-2. Contrôleur de l'inertie synthétique

Le gain K_{is} du réglage inertiel détermine la quantité de puissance éolienne additionnelle injectée au réseau après un défaut et n'est pas forcément égal à l'inertie naturelle de l'éolienne. En cas de chute de fréquence ($(df/dt)<0$), la consigne de l'inertie synthétique ($P_{is_pu_ref}$) calculée est négative et la référence du couple électromagnétique ($T'_{em_pu_ref}$) augmente, ce qui conduit à un ralentissement de la vitesse de l'éolienne et donc à une extraction de l'énergie cinétique stockée dans les masses tournantes.

4.4. Impact du point de fonctionnement initial sur l'inertie synthétique

4.4.1. Description des scénarii de simulation

Les études ont été appliquées au réseau de Guadeloupe pour caractériser la performance de l'inertie synthétique des éoliennes. La description générale sur le système électrique Guadeloupéen a été présentée au chapitre 2.4.1. Les scénarii considérés correspondent à la consommation minimale sur le réseau (environs 140 MW).

Production (MW)				
Nom		Puissance de consigne	Puissance au limiteur	Réserve primaire
Diesel Jarry Nord	JN01	13,4	20,9	7,5
	JN04	14,2	20,9	6,7
	JN05	14,4	20,9	6,5
	JN06	13,8	20,9	7,1
Charbon Gardel	CTM01	21,3	25,3	Déconnecté
	CTM02	24,7	24,7	0,0
Diesel Péristyle	CCC01	4,7	5,1	0,4
	CCC02	4,7	5,1	0,4
Geothermique + hydraulique	GEO	9,4	-	-
	HYD	1,7	-	-
Eoliennes	EXISTANTES	16,2	-	-
	FUTURES	0,0	-	-
Total éolien		**16,2**		
Production Total		**138,5**		**28,6**
Taux de pénétration éolien		**11,7**		

Tableau 4-1. Plan de production pour le cas de référence de l'étude

Le Tableau 4-1 montre le plan de production du premier scénario étudié. Le groupe charbon-bagasse CTM02 est programmé à sa puissance maximale, i.e. aucune réserve primaire n'est affectée à ce groupe. Par conséquent, il ne participe pas au réglage primaire de fréquence mais contribue naturellement à l'inertie. Cela ne correspond pas à la réalité

(4-5 MW de réserve primaire sont contractualisées sur chaque groupe charbon-bagasse en pratique), cependant, de cette manière, le comportement dynamique de la production du groupe CTM02 après un incident sera déterminé par sa caractéristique inertielle et peut alors être comparé à l'inertie synthétique des éoliennes. Ce scénario correspondant à 11,7% de taux de pénétration sert de cas de référence.

Un deuxième scénario avec la production des éoliennes à vitesse variable est présenté dans le Tableau 4-2. Le groupe charbon-bagasse CTM02 est remplacé par une production éolienne de même puissance, produite par les deux nouvelles fermes introduites dans le réseau (indiquées comme « éoliennes futures » dans le tableau) équipées de la commande du réglage inertiel. Cela conduit à un taux de pénétration éolien de 29,5%. La puissance de consigne des autres groupes de production reste inchangée. Du fait de la taille limitée du réseau de Guadeloupe, le point de fonctionnement de toutes les éoliennes à vitesse variable est ici supposé identique pour simplifier les études. A forte vitesse du vent, les éoliennes fonctionnent alors toutes à pleine charge avec une production initiale de 1 p.u. Pour faciliter la comparaison, le scénario est aussi simulé avec la même production des éoliennes fonctionnant en charge partielle (avec une production initiale de 0,33 p.u), ce qui conduit donc à une répartition de la puissance éolienne sur un plus grand nombre de turbines raccordées.

Production (MW)				
Nom		Puissance de consigne	Puissance au limiteur	Réserve primaire
Diesel Jarry Nord	JN01	14,1	20,9	6,8
	JN04	14,2	20,9	6,7
	JN05	14,4	20,9	6,5
	JN06	13,8	20,9	7,1
Charbon Gardel	CTM01	21,3	25,3	Déconnecté
	CTM02	0,0	0,0	0,0
Diesel Péristyle	CCC01	4,7	5,1	0,4
	CCC02	4,7	5,1	0,4
Geothermique + hydraulique	GEO	9,4	-	-
	HYD	1,7	-	-
Eoliennes	EXISTANTES	16,2	-	-
	FUTURES	25,0	-	-
Total éolien		**41,2**		
Production Total		**139,5**		**27,9**
Taux de pénétration éolien		**29,5**		

Tableau 4-2. Plan de production du cas éolien avec la production des nouvelles fermes éoliennes

L'incident simulé dans les deux scénarii est toujours le déclenchement du groupe charbon-bagasse CTM01. Trois cas seront étudiés et comparés : cas de référence, cas éolien sans le réglage inertiel et cas éolien en présence de l'inertie synthétique des nouvelles fermes. Etant donné que le groupe CTM02 représente une part très importante de l'inertie totale des masses tournantes (la constante d'inertie ainsi que la puissance nominale de l'alternateur sont respectivement de 3,357 MW.s/MVA et de 35,5 MVA), le remplacement de ce groupe par les éoliennes dans le deuxième scénario conduit à une baisse de l'énergie cinétique totale du réseau de 405,1 MW.s à 285,7 MW.s, donc une perte de plus d'un quart

des masses tournantes. Dans le cas où le réglage inertiel des éoliennes n'est pas activé, une diminution de la fréquence minimale en transitoire par rapport au cas de référence peut alors être prévue. Pour avoir une comparaison plus claire entre les différents cas, les automatismes de délestage fréquence-métrique du réseau sont inhibés.

4.4.2. Comportement dynamique pour différents points de fonctionnement

Les résultats de simulation du comportement dynamique d'une éolienne contribuant à l'inertie synthétique sont d'abord exposés. Le comportement de l'éolienne est sensible à son point de fonctionnement initial.

Quand la vitesse du vent est forte, l'éolienne fonctionne initialement à pleine charge et la régulation par angle d'orientation des pales est activée afin de maintenir sa vitesse de rotation. Après l'incident de la perte d'un groupe simulé à t=10s, la fréquence du réseau diminue et le réglage inertiel commande l'éolienne pour fournir un pic de puissance supplémentaire (Figure 4-3(a)). Le couple électromagnétique T'_{em_pu} devient alors temporairement supérieur au couple aérodynamique T_{a_pu}, ce qui conduit à une chute de la vitesse de la turbine comme illustré dans la Figure 4-3(b). La régulation du pitch est ensuite activée pour remonter la vitesse de rotation à sa valeur de référence, tout en diminuant l'angle d'orientation des pales afin d'extraire plus d'énergie mécanique du vent (Figure 4-3(c)). Comme la référence de puissance issue de la commande classique ($P_{e_pu_ref}$) demeure inchangée (Figure 4-2), la puissance électrique de l'éolienne revient progressivement à sa valeur initiale après que la fréquence du réseau soit remontée ($(df/dt)\geq 0$). Etant donné que la puissance éolienne peut dépasser momentanément sa valeur nominale lors de l'injection du pic, l'amplitude de la puissance additionnelle que peut injecter l'éolienne dépend du dimensionnement des convertisseurs électroniques de puissance. Afin de permettre aux éoliennes fonctionnant à pleine charge de contribuer à l'inertie synthétique, un surdimensionnement des convertisseurs est nécessaire au moins pour des fonctionnements transitoires (ici les convertisseurs sont surdimensionnés de 20% par rapport à la puissance nominale éolienne).

Dans le cas où la vitesse du vent est moyenne ou faible, l'angle de calage de l'éolienne est maintenu nul (Figure 4-3(f)) et l'éolienne tourne à la vitesse optimale qui est adaptée à la vitesse du vent d'après la commande de MPPT (cf. 3.4.1). Lorsque la fréquence diminue après l'incident, un pic de puissance supplémentaire est d'abord envoyé au réseau comme en cas de forte vitesse du vent (Figure 4-3(d)). Cela entraîne alors une chute de la vitesse de rotation de la turbine et cette dernière ne peut plus rester à sa valeur optimale (Figure 4-3(e)). Par conséquent, l'éolienne injecte, après le pic, moins de puissance par rapport à la puissance initiale jusqu'à ce que la vitesse optimale soit récupérée (Figure 4-3(d)). Le retour de vitesse à sa valeur initiale est imposé par la régulation de vitesse et réalisé par action sur le couple électromagnétique. En effet, le couple aérodynamique est supérieur au couple électromagnétique pendant la période de reconstitution de vitesse, ce qui conduit alors à une accélération de la vitesse de la turbine. La durée de cette période de restauration

du point de fonctionnement optimal dépend ainsi de la dynamique de la partie mécanique de l'éolienne, et est, en général, de l'ordre de plusieurs dizaines de secondes. Cette phase transitoire de baisse de puissance peut donc limiter la performance de l'inertie synthétique en charge partielle.

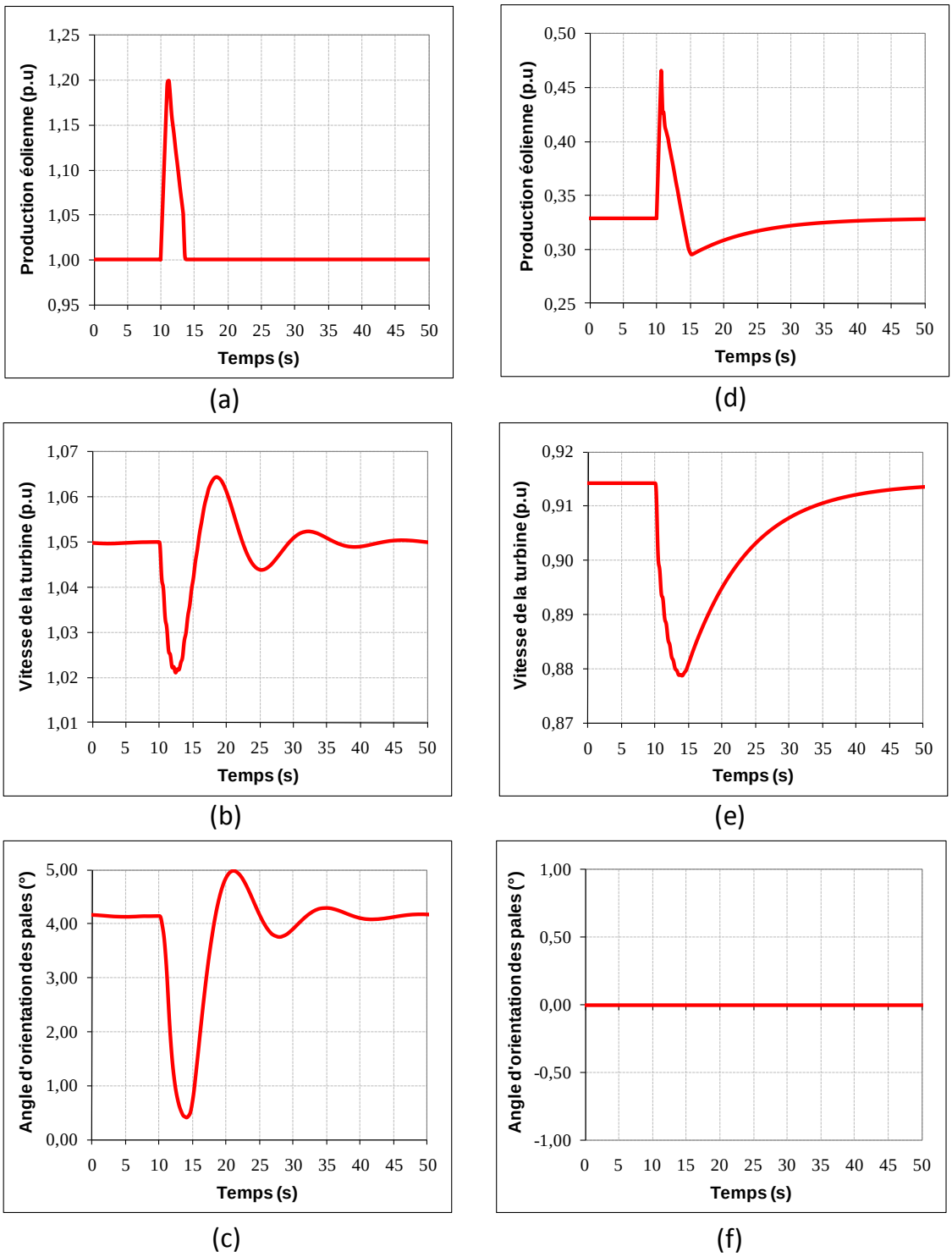


Figure 4-3. Comportement de l'éolienne contribuant à l'inertie synthétique ((a), (b), (c) à pleine charge et (d), (e), (f) en charge partielle)

De manière similaire à la caractéristique inertielle d'une machine synchrone, l'inertie synthétique en charge partielle est neutre en énergie, ce qui signifie que la période d'augmentation de puissance est suivie par une période de baisse de puissance, pendant laquelle l'énergie cinétique précédemment libérée est récupérée par un « retrait » de la puissance du réseau. Cependant, l'inertie synthétique à pleine charge est fondamentalement différente. D'un point de vue énergétique, la puissance supplémentaire injectée au réseau est compensée par la puissance mécanique extraite du vent et la vitesse de la turbine est restaurée par la régulation du pitch. Par conséquent, la puissance éolienne n'est pas réduite après l'injection du pic.

4.5. Caractérisation de la performance de l'inertie synthétique

4.5.1. Analyse théorique

La commande de l'inertie synthétique est conçue afin de permettre aux éoliennes à vitesse variable de fournir une réponse similaire à celle des machines synchrones. Toutefois, des différences importantes doivent être soulignées.

Dans les premières secondes après un incident, une puissance électrique supplémentaire s'opposant à la variation de fréquence ($f_{_pu}$) est naturellement produite par chaque machine synchrone directement connectée au réseau. Selon l'équation (4.11), cette puissance inertielle (P_{conv_pu}) proportionnelle à la constante d'inertie (H_{conv}) de la machine correspondante peut être caractérisée par l'équation suivante :

$$P_{conv_pu}(t) = 2.H_{conv}.f_{_pu}.\frac{df_{_pu}}{dt} \tag{4.13}$$

Les valeurs typiques de H_{conv} se trouvent entre 2 à 6 MW.s/MVA selon le type de production conventionnelle [KUN94]. Cette réponse inertielle d'une machine synchrone est alors instantanée et ne dépend pas de la dynamique de la boucle de régulation de la vitesse.

En revanche, l'inertie synthétique d'une éolienne est entièrement artificielle et contrôlée par la commande du réglage inertiel dont la chaîne de régulation est montrée en Figure 4-2. En dehors de la bande morte, la réponse inertielle émulée sur l'éolienne ($P_{is_pu_ref}$) peut être déduite :

$$P_{is_pu_ref}(s) = \frac{2K_{is}.s}{1+T_f.s}.f_{_pu}(s) \text{ quand } \frac{dP_{is_pu_ref}}{dt} \leq (dP/dt)_{max} \tag{4.14}$$

A cause du filtrage implanté et de la dynamique de la mesure de fréquence, le réglage inertiel ne réagit pas immédiatement. La réponse inertielle de l'éolienne est, par conséquent, retardée par rapport à celle d'une machine synchrone. En outre, il est possible que le réglage inertiel de l'éolienne soit saturé. Dans ce cas, la dérivée de la puissance

électrique éolienne est imposée constante comme montré dans l'équation (4.15), ce qui pourrait également limiter la contribution de l'inertie synthétique :

$$P_{is_pu_ref}(t) = (dP/dt)_{max}.t \text{ quand } \frac{dP_{is_pu_ref}}{dt} > (dP/dt)_{max} \quad (4.15)$$

L'analyse théorique permet de révéler que l'inertie synthétique d'une éolienne n'est pas de la même nature que l'inertie naturelle d'une machine synchrone classique. En effet, comme le montre les équations (4.14) et (4.15), **la performance du réglage inertiel dépend principalement de la valeur du gain K_{is} et de la limitation de la variation temporelle de puissance électrique $(dP/dt)_{max}$, mais n'est que très peu influencée par l'inertie propre de l'éolienne.**

4.5.2. Plage de variation de l'émulation inertielle

L'impact du gain du réglage inertiel est d'abord évalué. Afin d'éviter toute influence induite par la variation de la limitation $(dP/dt)_{max}$, la valeur de cette dernière est fixée, dans un premier temps, à 0,2 p.u/s pour toutes les simulations présentées dans ce paragraphe. Comme le comportement dynamique d'une éolienne participant au réglage inertiel est très différent selon son point de fonctionnement initial, la performance de l'inertie synthétique a été étudiée pour deux points situés aux différents endroits sur la plage de fonctionnement de l'éolienne, l'un à pleine charge et l'autre en charge partielle.

Quand la vitesse du vent est forte, toutes les turbines éoliennes sur le réseau de Guadeloupe sont supposées fonctionner à pleine charge en considérant la taille restreinte de l'île. La Figure 4-4 montre le comportement dynamique de la fréquence après la perte du groupe charbon-bagasse CTM01 pour le cas de référence (cf. Tableau 4-1) et le cas éolien (cf. Tableau 4-2) sans et avec l'activation du réglage inertiel. En absence de l'inertie synthétique des éoliennes, le creux de fréquence est plus profond par rapport au cas de référence à cause de la baisse de l'inertie globale. Par contre, quand le réglage inertiel est activé, la fréquence minimale peut être maintenue au même niveau que dans le cas de référence avec une valeur pertinente du gain de réglage.

Plusieurs valeurs de gain ont été implantées et testées. La fréquence minimale est utilisée en tant que paramètre clé pour mesurer la performance de l'inertie synthétique, comme elle est directement liée au plan du délestage, donc à la sécurité d'un système électrique. La courbe avec les marqueurs rectangles dans la Figure 4-5 décrit l'écart de la fréquence minimale par rapport au cas de référence en fonction de la valeur du gain. Avec l'inertie synthétique, le creux de fréquence est d'autant moins profond que la valeur du gain est plus élevée, mais l'effet de l'augmentation du gain s'avère non linéaire comme le réglage inertiel peut être saturé par la limitation en puissance maximale pour des valeurs de gain importantes.

Deux points intéressants peuvent être repérés sur la Figure 4-5. Le point A correspond au cas sans réglage inertiel (K_{is}=0). Un écart très significatif de l'ordre de 400 mHz a été

observé, ce qui révèle l'importance de l'inertie perdue. La possibilité de fourniture d'inertie synthétique par les éoliennes semble ainsi essentielle pour l'intégration de la filière, car elle permettrait d'éviter une part du délestage fréquence-métrique en cas de fort taux de pénétration. Au point B, la fréquence minimale est presque égale à celle du cas de référence comme ci l'inertie synthétique des éoliennes à vitesse variable avait une contribution « équivalente » à l'inertie naturelle du groupe remplacé. Avec des valeurs de gain plus importantes, l'inertie synthétique peut même avoir une meilleure performance.

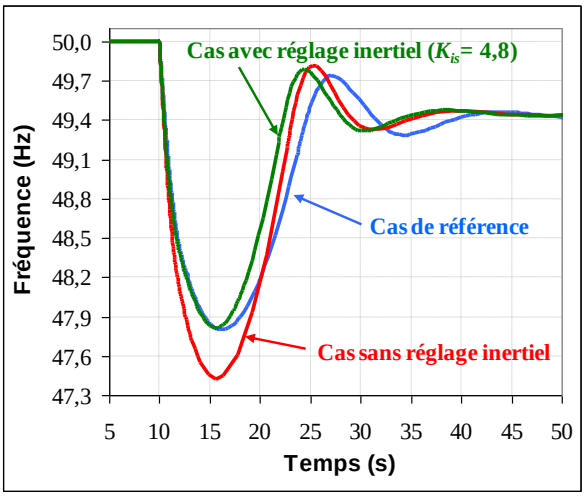


Figure 4-4. Comportement en fréquence sans et avec le réglage inertiel

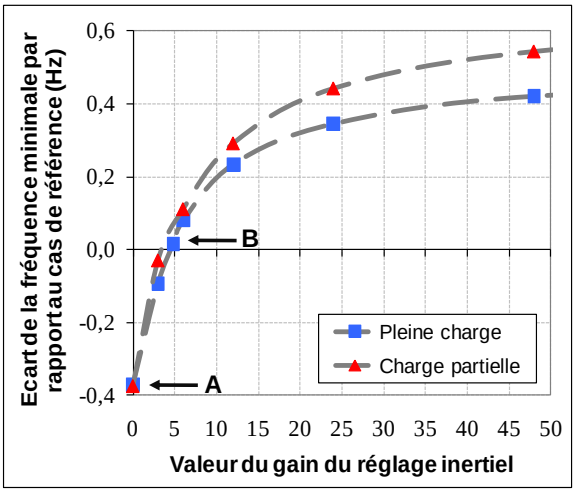


Figure 4-5. Ecart de la fréquence minimale par rapport au cas de référence

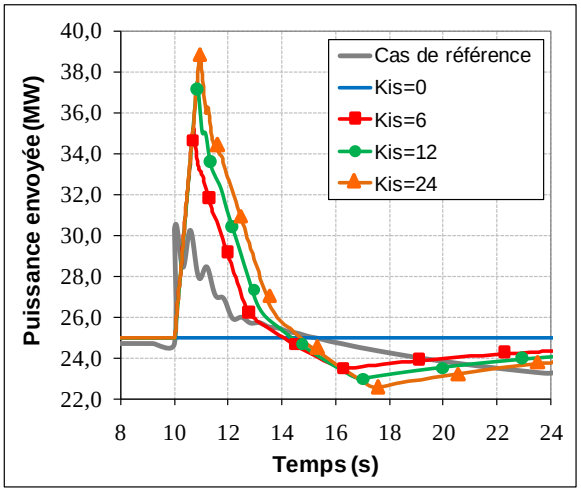


Figure 4-6. Puissance envoyée par les éoliennes à vitesse variable fonctionnant en charge partielle

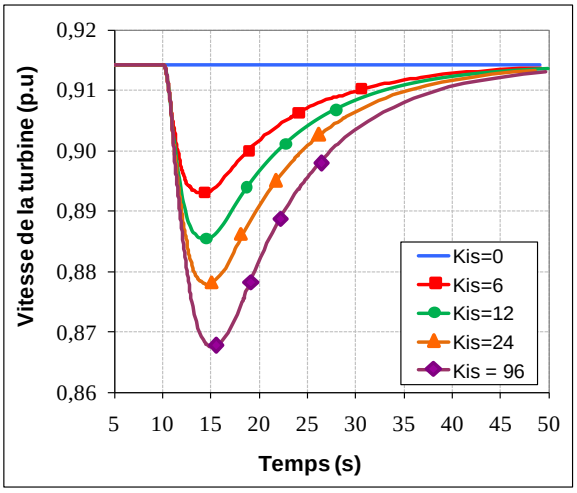


Figure 4-7. Evolution de la vitesse de rotation d'une éolienne fonctionnant en charge partielle

Les mêmes études ont été également effectuées pour le cas où les éoliennes à vitesse variable fonctionnent en charge partielle (avec un point de fonctionnement initial de 0,33 p.u) dans la même condition de simulation (plan de production identique). Par conséquent, trois fois plus de turbines sont raccordées au réseau pour produire la même puissance éolienne totale.

Selon la Figure 4-5, avec un gain du réglage inertiel donné, la fréquence minimale en cas de charge partielle est proche de celle en cas de pleine charge, notamment lorsque des faibles valeurs de gain sont appliquées. Comme beaucoup plus de turbines éoliennes participent au réglage inertiel dans le cas où la vitesse du vent est faible, il semble que l'inertie synthétique d'une éolienne unitaire est moins performante en charge partielle. En effet, quand les éoliennes fonctionnent à pleine charge, de la puissance supplémentaire peut être extraite du vent via la régulation du pitch pour fournir l'inertie synthétique (Figure 4-3(c)). Avec le même gain de réglage, plus de puissance éolienne peut donc être injectée au réseau dans les premières secondes après l'incident par rapport au cas en charge partielle (Figure 4-3(a) et (d)). Par ailleurs, pour les éoliennes fonctionnant initialement en charge partielle et participant au réglage inertiel, une phase de restauration de la vitesse optimale est nécessaire pendant laquelle la puissance produite est inférieure à la puissance programmée (Figure 4-3(d)), ce qui réduit en partie la contribution effective de l'inertie synthétique.

La Figure 4-6 montre la réponse inertielle inhérente du groupe charbon-bagasse remplacé (cas de référence) ainsi que l'inertie synthétique des éoliennes fonctionnant en charge partielle pour différentes valeurs de gain de réglage. Comme démontré par l'analyse théorique, le générateur synchrone réagit quasi instantanément après le défaut, alors que la réponse du réglage inertiel des éoliennes est retardée et limitée par la pente de variation de puissance admissible $(dP/dt)_{max}$. Plus de puissance est envoyée au réseau par le parc éolien après l'incident, car en cas de charge partielle, la puissance installée de l'ensemble des éoliennes à vitesse variable est beaucoup plus importante que la puissance nominale du groupe conventionnel substitué (75 MW contre 32 MW). De surcroît, il peut être remarqué que la période de restauration du point de fonctionnement initial des éoliennes est très différente de celle du générateur synchrone. En effet, la première citée dépend de la dynamique de la partie mécanique d'une turbine, tandis que la deuxième est liée à l'évolution de la fréquence du réseau car la vitesse de la machine synchrone est tout le temps synchronisée à la fréquence.

Comme l'application des grandes valeurs du gain K_{is} conduit à une chute plus rapide de la vitesse de la turbine, cette dernière devrait être supervisée lors de la contribution des éoliennes à l'inertie synthétique afin de vérifier la faisabilité de la mise en œuvre des gains de réglage importants. En général, la vitesse de rotation d'une éolienne ne doit pas descendre en dessous de 0,7-0,8 p.u pour maintenir son fonctionnement correct. Selon les résultats de simulation obtenus (Figure 4-7), la vitesse minimale de la turbine reste largement supérieure à 0,8 p.u même avec des valeurs de gain importantes. Cela indique qu'il est encore possible d'extraire plus d'énergie cinétique des éoliennes pour la fourniture de l'inertie synthétique.

Toutefois, comme le montre la Figure 4-5, le bénéfice de l'augmentation du gain de réglage n'est pas proportionnel à sa valeur, car l'inertie synthétique peut être saturée pour des grandes valeurs de K_{is}. Il n'est ainsi pas efficace d'implanter des gains de réglage très

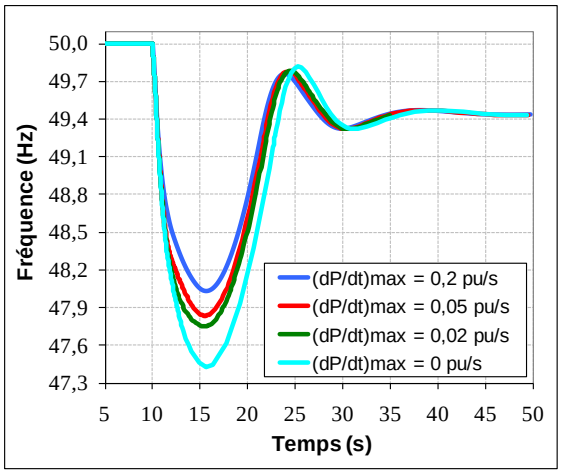
importants. En effet, cela pourrait engendrer plus de sollicitions sur les éoliennes sans avoir des améliorations significatives de la performance de l'inertie synthétique. En plus, plus le gain de l'inertie synthétique est élevé, plus la chute de la puissance éolienne pendant la période de restauration de vitesse est importante (Figure 4-6). D'après certaines études dans la littérature sur des réseaux spécifiques [BRI11] [NAT10], cela pourrait entraîner une deuxième chute de fréquence en transitoire, qui peut être même plus profonde que le premier creux, due à la diminution importante de la production éolienne.

4.5.3. Impact de la limitation de la variation temporelle de puissance électrique

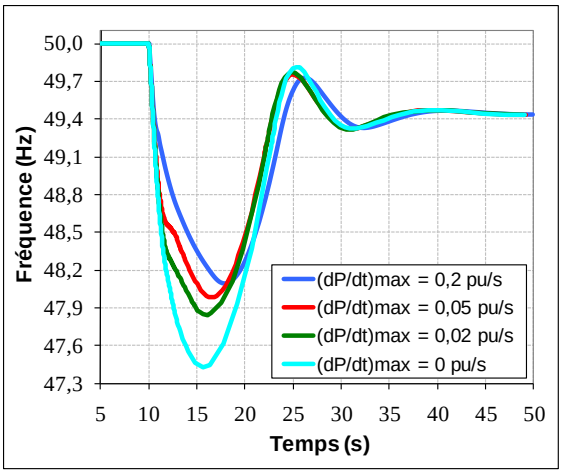
Afin de réduire les contraintes mécaniques et donc d'augmenter la durée de vie des éoliennes contribuant à l'inertie synthétique, il serait souhaitable d'appliquer des faibles valeurs de $(dP/dt)_{max}$ inférieures à 0,2-0,4 p.u/s. Pour caractériser l'impact de la limitation de la variation temporelle de puissance éolienne sur la performance de l'inertie synthétique, le « cas éolien » présenté au Tableau 4-2 a été resimulé en maintenant constante la valeur du gain du réglage inertiel (K_{is}=12) mais baissant progressivement la valeur de $(dP/dt)_{max}$ de 0,2 p.u/s à 0 p.u/s (à cette valeur toute variation de puissance éolienne est éliminée i.e. l'inertie synthétique n'est pas activée).

Les deux cas où les éoliennes fonctionnent respectivement à pleine charge et en charge partielle ont été étudiés. Comme le montre la Figure 4-8(a) et (d), le creux de fréquence est d'autant plus profond que la valeur de $(dP/dt)_{max}$ est plus petite. Cela peut être expliqué par le fait que la puissance que peut envoyer les éoliennes à vitesse variable après l'incident est limitée pour des faibles valeurs de $(dP/dt)_{max}$ (Figure 4-8(b) (e)).

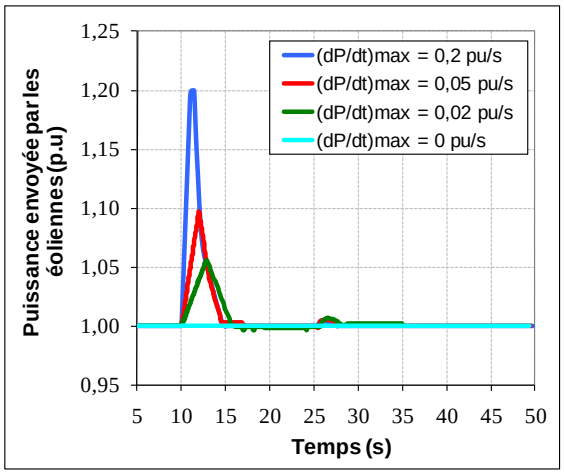
Plus la valeur de la limitation de la pente $(dP/dt)_{max}$ est réduite, moins de puissance sera envoyée au réseau par les éoliennes via le réglage inertiel, i.e. moins d'énergie cinétique sera extraite des axes mécaniques. Cela se traduit par une chute moins significative de la vitesse de la turbine (Figure 4-8(c) (f)). En conséquence, la fatigue de la partie mécanique sera réduite.



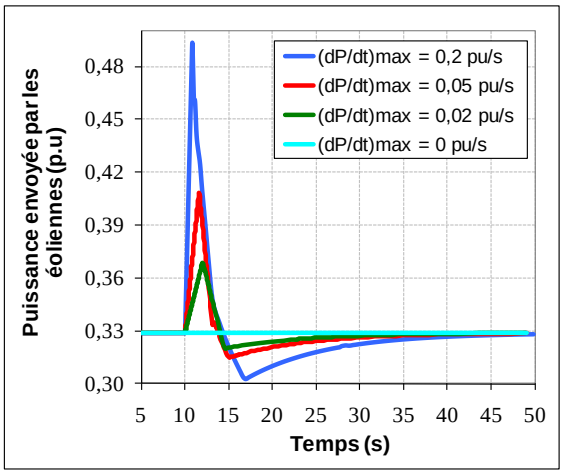
(a) Fréquence (pleine charge)



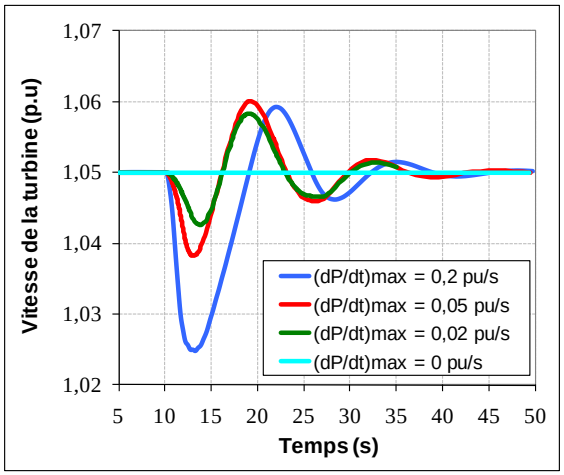
(d) Fréquence (charge partielle)



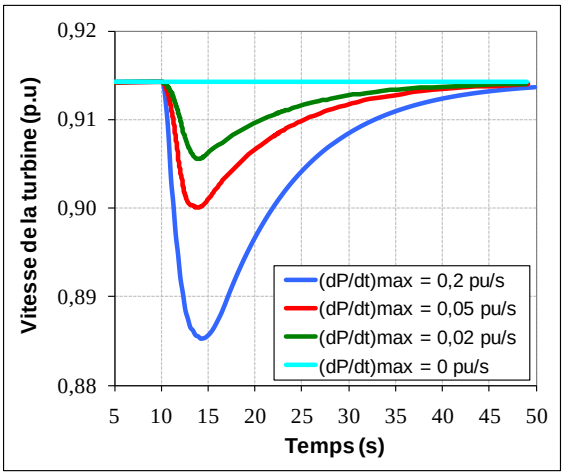
(b) Inertie synthétique (pleine charge)



(e) Inertie synthétique (charge partielle)



(c) Vitesse éolienne (pleine charge)



(f) Vitesse éolienne (charge partielle)

Figure 4-8. Impact de la limitation de la variation temporelle de puissance électrique

La Figure 4-9 illustre l'écart de fréquence maximal par rapport à 50Hz après l'incident en fonction de la valeur de la limitation $(dP/dt)_{max}$. Il est constaté que même avec une valeur

très faible de $(dP/dt)_{max}$ (0,02 p.u/s), l'inertie synthétique a toujours un effet positif remarquable par rapport au cas où le réglage inertiel n'est pas activé ($(dP/dt)_{max}$=0 p.u/s), car une réduction du creux de fréquence de l'ordre de 400 mHz peut être obtenue.

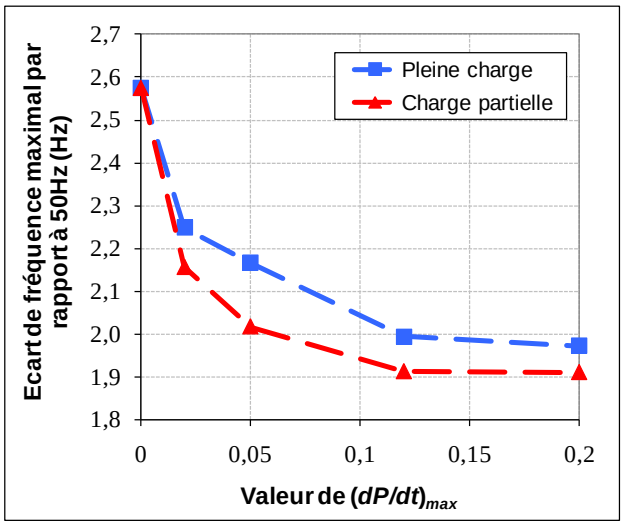


Figure 4-9. Impact de la valeur de la limitation $(dP/dt)_{max}$ sur la fréquence

La performance de l'inertie synthétique peut être améliorée par l'augmentation de la limitation $(dP/dt)_{max}$, pourtant, le bénéfice n'est pas linéaire. Il a été observé qu'au-delà d'une certaine limite (0,12 p.u/s), l'accroissement de la valeur de $(dP/dt)_{max}$ n'a qu'une contribution très légère à l'amélioration de la performance de l'inertie synthétique des éoliennes. Il n'est ainsi pas nécessaire d'implanter des valeurs de $(dP/dt)_{max}$ très élevées (ex : entre 0,2 p.u/s et 0,4 p.u/s) pour le réglage inertiel, même si les éoliennes peuvent en supporter.

Pourtant, il faudrait noter que l'impact de $(dP/dt)_{max}$ dépend de l'inertie du réseau considéré. Les résultats présentés en Figure 4-9 ont été obtenus sur un réseau insulaire avec un gradient de fréquence après la perte d'un groupe de l'ordre de 1 Hz/s. L'influence de la limitation $(dP/dt)_{max}$ sur la performance de l'inertie synthétique devrait être révisée sur les grands réseaux interconnectés où le gradient de fréquence ne dépasse pas quelques dizaines de Hz/s en cas d'incident.

4.6. Principe de fonctionnement et implantation du réglage primaire

L'inertie synthétique fournie par les éoliennes ne peut être employée que comme un soutien dynamique de fréquence à court terme. Pour que les éoliennes puissent contribuer à la stabilisation de la fréquence pour plus longtemps mais pas seulement pendant les transitoires dynamiques, un réglage supplémentaire (appelé « réglage primaire » des éoliennes) prenant en compte des écarts de fréquence en régime quasi-permanent doit être

introduit dans la boucle de la commande de la puissance éolienne [MOK09], comme présenté en Figure 4-1.

Le réglage primaire a été initialement implanté sur les éoliennes à base de machines asynchrones à double alimentation [ALM05] [ALM07] puis sur les éoliennes à base de machines synchrones [CON08]. Selon ces études, les éoliennes à vitesse variable peuvent répondre très vite à la variation de fréquence grâce à la dynamique rapide des convertisseurs à électronique de puissance. La participation des éoliennes au réglage primaire permet ainsi de réduire le creux de fréquence en cas d'incident. La mise en œuvre de ce réglage au niveau d'une ferme a été également étudiée dans [HAN06]. Une stratégie de répartition de la consigne de réserve au sein d'une ferme éolienne selon la vitesse du vent subie par chaque turbine individuelle a été proposée dans [CHA08] et [CHA09].

L'idée du réglage primaire des éoliennes consiste à imposer aux turbines de respecter une droite de statisme au même titre que des groupes de production classiques. Un statisme « éolien » (δ_{eol}), assimilé à celui des générateurs conventionnels, est défini pour caractériser la quantité de puissance envoyée au réseau pour une variation de fréquence donnée (Figure 4-10).

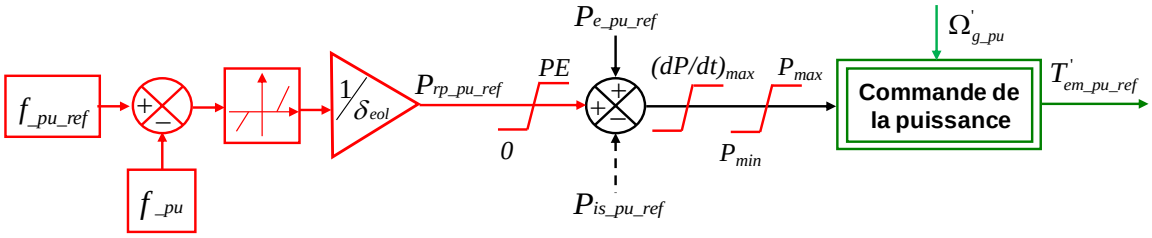


Figure 4-10. Contrôleur du réglage primaire

Une consigne de puissance supplémentaire ($P_{rp_pu_ref}$) proportionnelle à la différence de la fréquence du réseau par rapport à sa valeur de référence (50 Hz en France) est introduite dans la chaîne de commande, comme illustré en Figure 4-10. Lorsque l'écart de fréquence dépasse une bande morte spécifiée, la consigne du réglage primaire ($P_{rp_pu_ref}$) peut être caractérisée par :

$$P_{rp_pu_ref}(t) = \frac{1}{\delta_{eol}}.(f_{_pu_ref} - f_{_pu}(t)) \tag{4.16}$$

Contrairement à l'inertie synthétique, la participation au réglage primaire nécessite un fonctionnement des éoliennes en mode « réserve » (donc à une puissance réduite[23]). Dans ce cas, les éoliennes n'injectent pas au réseau leur puissance maximale disponible et une certaine quantité de réserve peut alors être créée. La puissance supplémentaire que peut

[23] Seule la réserve à la hausse a été étudiée dans le cadre de la thèse. En effet, la réserve à la baisse pose a priori moins de problèmes aux gestionnaires de réseaux. En cas de sur-fréquence, il suffirait d'effacer certaines productions.

envoyer les éoliennes pour le réglage primaire ne doit donc pas dépasser la puissance effacée (*PE*) pour le placement de la réserve[24].

Le principe de constitution de la réserve éolienne a été présenté au chapitre 3.4.2. Il consiste à décaler la courbe optimale de la puissance en fonction de la vitesse pour obtenir un point de fonctionnement non optimal. Il est rappelé que, lors de la participation au réglage primaire, l'éolienne tourne à une vitesse supérieure à sa vitesse optimale et la réserve peut, en complément, être constituée à l'aide de l'angle d'orientation des pales.

4.7. Analyse de la contribution des éoliennes au réglage de fréquence par simulations dynamiques

4.7.1. Application du réglage primaire des éoliennes au réseau de Guadeloupe

Dans le chapitre 2.4.3.2, l'impact dynamique de la production éolienne passive sur le comportement fréquentiel du réseau de Guadeloupe a été caractérisé pour différents taux de pénétration éoliens. En absence de participation au réglage de fréquence des éoliennes, des délestages ont été observés après l'incident du déclenchement du plus gros groupe raccordé pour les cas de 20,2% et 29,2% de taux de pénétration. La participation des éoliennes à vitesse variable au réglage primaire est alors appliquée à ces deux cas pour le même scénario présenté précédemment afin d'identifier la contribution du réglage de fréquence des éoliennes pour le système électrique.

L'application au cas de 29,2% de taux de pénétration avec une vitesse forte du vent est montrée ici à titre d'exemple pour illustrer le comportement dynamique de la fréquence et des éoliennes. Le programme de marche des groupes Diesel et des éoliennes ainsi que le placement de la réserve sont montrés au Tableau 4-3. En absence du réglage primaire, les éoliennes à Vitesse Variable (VV) envoient au réseau leur puissance maximale disponible (25 MW) et les groupes Diesel raccordés au réseau fournissent une puissance de réserve totale de 25,2 MW. Dans le deuxième cas, 10% de la puissance disponible des éoliennes sont gardées en tant que réserve (2,5 MW) et la puissance éolienne réellement injectée au réseau diminue alors à 22,5 MW, ce qui entraîne une augmentation de la production conventionnelle, et donc une diminution de la réserve conventionnelle (22,7 MW).

[24] Similairement au productible éolien, la puissance effacée (*PE*) des éoliennes est a priori variable. A l'échelle du temps des études dynamiques, cette grandeur peut être considérée comme une constante. L'impact de la variabilité de la production éolienne sur la performance du réglage primaire sera étudié plus précisément au chapitre suivant.

	Sans le réglage primaire	Avec le réglage primaire
Production des groupes Diesel (MW)	37,5	40
Réserve sur les groupes Diesel (MW)	***25,2***	***22,7***
Production des éoliennes (MW)	**25** (VV) + 16 (VF)	**22,5** (VV) + 16 (VF)
Réserve sur les éoliennes (MW)	***0*** *(VV) + 0 (VF)*	***2,5*** *(VV) + 0 (VF)*

Tableau 4-3. Placement de la réserve sans et avec contribution des éoliennes au réglage primaire de fréquence (cas de 29,2% de taux de pénétration)

Les éoliennes à Vitesse Fixe (VF) ne sont pas capables de participer au réglage primaire, leur production reste alors inchangée (16 MW). Le transfert de réserve des groupes Diesel aux fermes éoliennes à vitesse variable conduit à une légère diminution du taux de pénétration éolien (de 29,2% à 27,5%). Le statisme éolien (δ_{eol}) est ici réglé à 4% pour les études dynamiques. Cette valeur devrait être prudemment choisie car l'implantation d'un statisme très faible engendrerait un fonctionnement instable des éoliennes et un soutien inefficace de fréquence [CON08] [TAR09-2]. La plage de réglage du statisme éolien sera étudiée plus précisément dans le chapitre suivant.

Même si le volume total de la réserve primaire reste constant dans les deux cas, la fréquence minimale après l'incident est réduite de 250 mHz avec la participation au réglage primaire des éoliennes (Figure 4-11(a)). Dans ce cas, le délestage précédemment constaté peut ainsi être évité (le premier cran de délestage du réseau de Guadeloupe est fixé aujourd'hui à 48,5 Hz). En effet, comme illustré en Figure 4-11(b), la dynamique de la libération de réserve des éoliennes est beaucoup plus rapide que celle des groupes Diesel. Grâce à la commande de la puissance par le couple électromagnétique, la totalité de la réserve éolienne peut être injectée au réseau en une seconde tout en suivant la pente admissible de la variation de puissance ($(dP/dt)_{max}$ = 0,2 p.u/s).

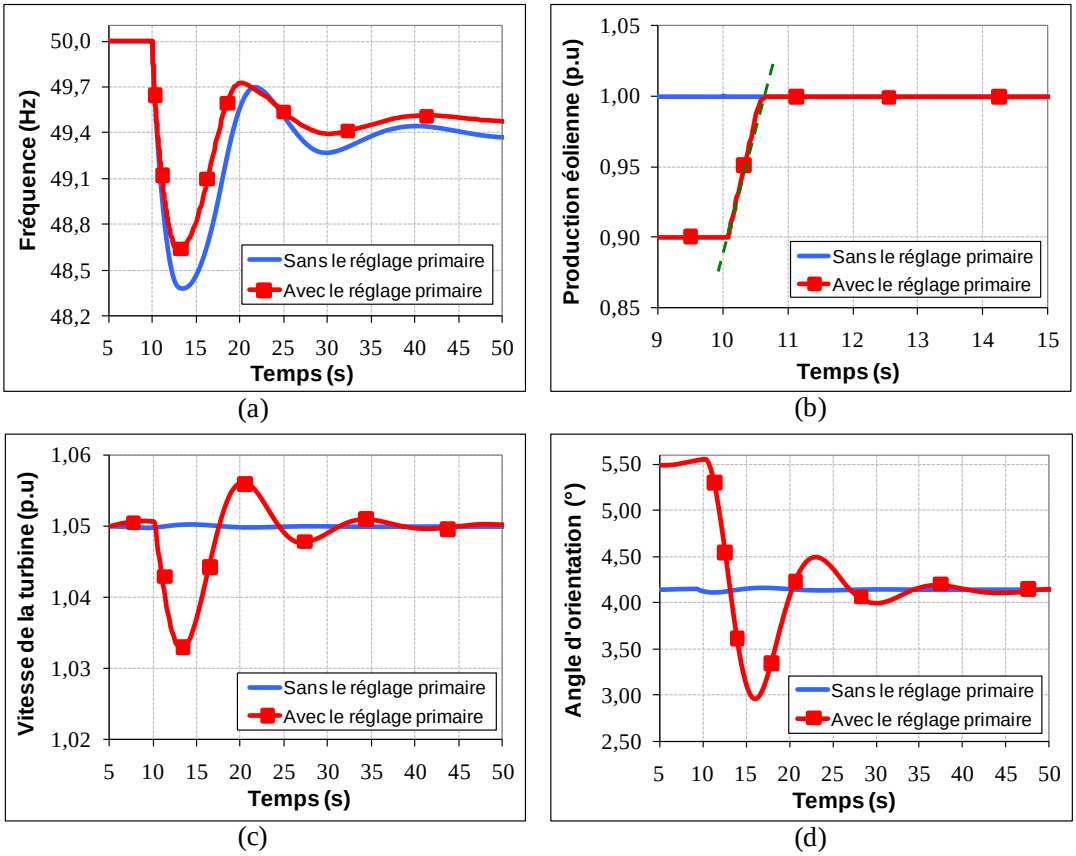


Figure 4-11. Fréquence du réseau et comportement dynamique de la turbine éolienne sans et avec le réglage primaire

La puissance active des éoliennes à vitesse variable peut être contrôlée quasi instantanément en comparaison avec celle des groupes Diesel. Comme la dynamique de la partie mécanique des éoliennes est beaucoup plus lente que celle des convertisseurs, la régulation par angle d'orientation des pales ne permet pas de réagir aussi rapidement que celle par le couple électromagnétique (Figure 4-11(d)). Par conséquent, le couple mécanique reste temporairement inférieur au couple électromagnétique pendant les premières secondes après l'appel de la réserve éolienne, ce qui conduit à une diminution transitoire de la vitesse de la turbine (Figure 4-11(c)). En régime permanent, la vitesse se stabilise à sa valeur de consigne et le pitch est maintenu à une valeur inférieure à l'angle initial (Figure 4-11(d)).

4.7.2. Bilan de contribution et potentiel du réglage combiné

Le réglage primaire des éoliennes peut être appliqué en combinaison avec l'inertie synthétique afin d'améliorer davantage la performance du réglage de fréquence fourni par les éoliennes [MAH10]. La Figure 4-12 présente l'écart maximal de la fréquence en transitoire par rapport à la valeur de référence (50 Hz) pour les différents taux de pénétration. Les résultats ont été obtenus en se basant sur le scénario de la perte du groupe le plus puissant connecté au réseau et sous l'hypothèse d'une forte vitesse du vent. Les

fréquences minimales dans le cas « sans contribution éolienne » correspondent ainsi aux résultats de simulation présentés au paragraphe 2.4.3.2 (cf. Figure 2-9).

Il peut être constaté que l'inertie synthétique et le réglage primaire des éoliennes ont une contribution « équivalente » pour le système électrique, car le creux de fréquence est quasi identique avec l'activation d'un seul contrôleur. Un cran de délestage peut être évité pour le taux de 20,2% et de 29,2% soit avec l'inertie synthétique seule soit avec le réglage primaire seul. Si les deux réglages sont simultanément activés, l'écart de fréquence en transitoire sera encore réduit (ex : deux crans de délestage sont évités pour le taux de pénétration de 20,2%).

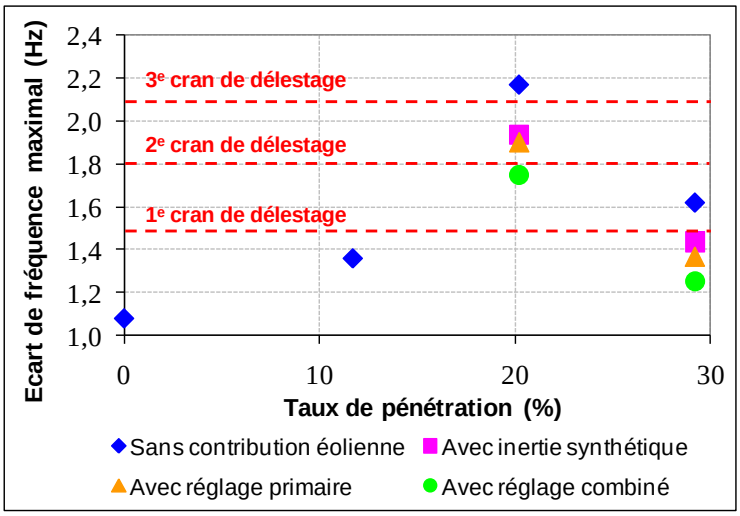


Figure 4-12. Contribution des réglages de fréquence fournis par les éoliennes (pleine charge)

Les mêmes études ont été également effectuées pour un point de fonctionnement des éoliennes en charge partielle. Il s'agit du cas le plus fréquent en pratique. Afin de réaliser une comparaison sur la même base (programmes de marche des groupes et placement de réserve identiques), la puissance instantanée des éoliennes à vitesse variable est maintenue constante. Plus de turbines sont alors raccordées au réseau pour produire la même puissance éolienne.

Comme le montre la Figure 4-13, pour les éoliennes fonctionnant en charge partielle, **il paraît très intéressant d'associer les services de réglage inertiel et de réglage primaire, car une amélioration du comportement en fréquence beaucoup plus marquée que le cas à pleine charge peut être constatée en activant tous les deux réglages.** Pour le taux de 29,2%, l'application du réglage combiné des éoliennes permet de ramener le creux de fréquence après l'incident presque au même niveau que celui dans le cas « sans éolien » (0% de taux de pénétration, i.e. inertie maximale du système).

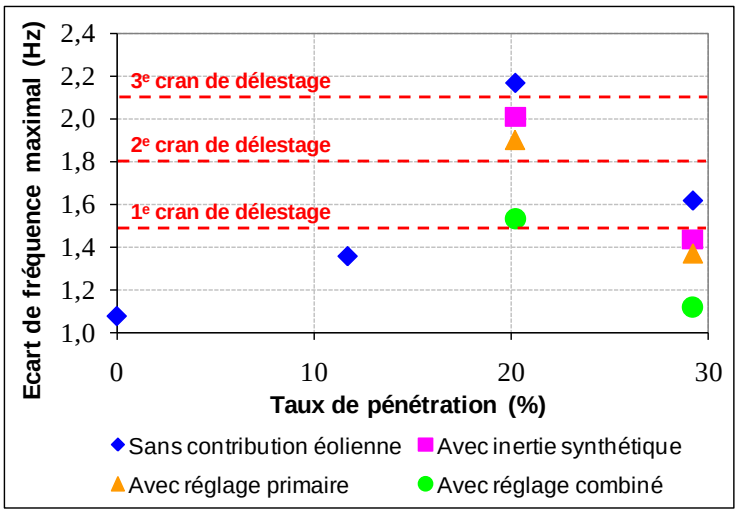
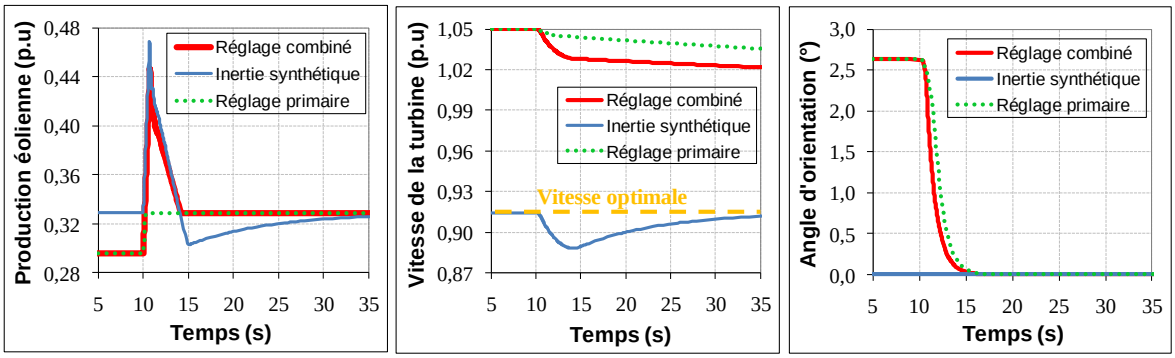


Figure 4-13. Contribution des réglages de fréquence fournis par les éoliennes (charge partielle)

Le comportement dynamique d'une éolienne fonctionnant en charge partielle et fournissant l'inertie synthétique a été présenté dans la Figure 4-3(d) (e) et (f). Comme expliqué précédemment, une restauration de la vitesse de la turbine est nécessaire après la libération de l'énergie cinétique, ce qui réduit alors la puissance électrique de l'éolienne. La performance de l'inertie synthétique pourrait être modifiée par cette période de retour de la vitesse, car les autres générateurs raccordés au réseau doivent compenser cette diminution temporaire, mais aussi nécessaire, de la production éolienne. Cependant, la combinaison avec le réglage primaire éolien permettrait de résoudre le problème d'avoir une phase d' « absorption » de puissance lors de la fourniture de l'inertie synthétique.

Le comportement dynamique d'une éolienne participant simultanément à deux réglages en charge partielle est illustré en Figure 4-14. En effet, quand l'éolienne fonctionne en mode « réserve », sa vitesse initiale est maintenue supérieure à sa valeur optimale (Figure 4-14(b)). Dans ce cas, une part de réserve éolienne est stockée dans les masses tournantes sous forme d'énergie cinétique.



(a) (b) (c)

Figure 4-14. Comportement dynamique de l'éolienne avec l'activation du réglage combiné (charge partielle)

En cas d'incident, la participation au réglage inertiel conduit à une diminution de la vitesse de l'éolienne et contrairement au cas où seule l'inertie synthétique est activée, le point de fonctionnement de l'éolienne s'approche du point optimal avec la baisse de vitesse (Figure 4-14(b)). Par conséquent, il n'existe plus de réduction de puissance après la contribution inertielle et la production éolienne se stabilise à une puissance correspondante à la puissance initiale augmentée de la réserve libérée (Figure 4-14(a)). D'un point de vue énergétique, comme l'énergie cinétique stockée est augmentée quand l'éolienne fonctionne en mode « réserve », la combinaison de services de réglage conduit à une amélioration de la performance de l'inertie synthétique et donc à une meilleure tenue de la fréquence du réseau.

4.8. Conclusion

Même si le déploiement de l'inertie synthétique des éoliennes présente du retard naturel en comparaison à la réponse inertielle inhérente aux machines synchrones directement raccordées au réseau, les études présentées dans ce chapitre permettent de montrer que le réglage inertiel peut avoir une contribution au maintien de fréquence de même niveau, voire meilleure, que l'inertie naturelle d'une machine synchrone classique. La performance de l'inertie synthétique peut être améliorée soit par l'augmentation du gain de réglage soit par l'assouplissement de la limitation de la variation temporelle de la puissance éolienne. Cependant, le bénéfice n'est pas linéaire et les éoliennes subiront dans ces cas plus de sollicitations mécaniques ; les conséquences économiques restent encore à évaluer. Par conséquent, un bon compromis devrait être trouvé en pratique pour paramétrer le contrôleur du réglage inertiel, afin de permettre aux éoliennes de satisfaire les exigences éventuelles des gestionnaires de réseaux, mais en même temps, de ne pas abîmer leur propre stabilité et durée de vie.

L'impact du point de fonctionnement initial des éoliennes sur la performance du réglage inertiel a été également caractérisé. La contribution de l'inertie synthétique pourrait quelque peu être limitée en charge partielle, du fait que le potentiel de la libération de l'énergie cinétique est réduit et que la production éolienne diminue après l'injection du pic de puissance pour la restauration de la vitesse optimale. Un seul point de fonctionnement éolien en charge partielle a été considéré dans ce chapitre, une extension des études semble ainsi intéressante afin d'identifier plus clairement les limites de l'inertie synthétique en charge partielle.

La participation des éoliennes au réglage primaire permet également de réduire la fréquence minimale en transitoire suite à un incident, donc de contribuer à renforcer la robustesse du réseau. En effet, la totalité de la réserve constituée sur les éoliennes peut être libérée au réseau sous une seconde grâce à la réaction quasi instantanée des convertisseurs électroniques de puissance, ce qui conduit alors à une dynamique totale de libération de la réserve plus rapide du système électrique.

L'application du réglage combiné (en activant simultanément l'inertie synthétique et le réglage primaire) permet d'améliorer davantage la performance du service du réglage de fréquence rendu par les éoliennes, notamment quand ces dernières fonctionnent en charge partielle. Dans ce cas, le fonctionnement des éoliennes en mode « réserve » conduit à une accélération de leur vitesse de rotation. Par conséquent, plus d'énergie cinétique sera initialement stockée dans les masses tournantes et la contribution de l'inertie synthétique sera nettement améliorée.

Cependant, les études dynamiques focalisées sur un horizon de temps de l'ordre de la minute effectuées dans ce chapitre ne sont pas suffisantes pour évaluer la fiabilité de la réserve éolienne. En effet, du fait de la nature aléatoire du productible, la disponibilité de la réserve placée sur les éoliennes ne peut à priori pas être garantie au même titre que sur un moyen de production conventionnel. En plus, la production éolienne étant difficile à prédire, cela peut conduire à un préavis difficile du placement de la réserve primaire sur des fermes. Il semble donc indispensable de caractériser la performance et la fiabilité du réglage primaire des éoliennes sur une échelle de temps plus longue en prenant en compte l'impact de la variabilité et des erreurs de prévision. Cette étude fera donc l'objet du chapitre qui suit.

Chapitre

5

Impact de la variabilité et de l'erreur de prévision sur le potentiel du réglage primaire des éoliennes

5.1. Introduction

Les performances dynamiques de différentes techniques de réglage de fréquence des éoliennes ont été caractérisées dans le chapitre précédent par des simulations dynamiques. L'intérêt de faire participer les éoliennes au réglage primaire a été mis en évidence en vue de profiter de la dynamique de libération plus rapide de la réserve éolienne par rapport celle de la réserve conventionnelle. Toutefois, le principal frein à la mise en œuvre à grande échelle du réglage primaire de fréquence éolien réside dans la prise en compte de son caractère intermittent. La valeur de la réserve constituée sur les éoliennes pour le gestionnaire de réseau peut être moindre que pour celle placée sur les groupes de production conventionnels dans la mesure où sa disponibilité serait moins garantie.

En effet, à part l'exigence sur la dynamique de libération de la réserve, d'autres performances sont également exigées par les gestionnaires de réseaux aux groupes de production participant au réglage primaire, notamment en termes d'énergie réglante et de temps de maintien de la réserve primaire. Cette première est un indicateur essentiel pour mesurer la performance statique du réglage primaire, pourtant, l'énergie réglante que peut fournir une turbine ou une ferme éolienne n'a guère été considérée dans la littérature et nécessite ainsi d'être caractérisée en prenant en compte la stratégie du placement de

réserve appliquée. En plus, la capacité d'assurer un minimum de temps de maintien de la réserve allouée (15 minutes sur l'ENSTO-E et sur les réseaux insulaires) est indispensable pour tout groupe de production participant au réglage primaire. Par conséquent, la fiabilité du réglage de fréquence des éoliennes doit être évaluée en caractérisant l'impact de la nature intermittente du productible sur le potentiel de la réserve éolienne « effective » satisfaisant les exigences attendues. Cette étude ne pourra ainsi être effectuée que par des analyses statistiques.

Jusqu'ici, le réglage primaire des éoliennes est généralement évalué à l'échelle d'une turbine ou d'une seule ferme. A cette échelle, la variabilité ainsi que l'incertitude de la prévision de la production sont donc trop importantes pour garantir le moindre niveau de réserve. Cependant, notamment pour le réglage de fréquence, la fourniture de services système doit être vue à une plus grande échelle que celle d'une installation unique d'EnR isolée en prenant par exemple en compte l'effet de foisonnement d'une production dispersée d'EnR. Il est donc proposé ici de raisonner à l'échelle du système électrique dans son ensemble en considérant le placement de réserve au niveau des fermes éoliennes, afin d'estimer le potentiel de participation au réglage primaire de fréquence du parc éolien.

Dans un premier temps, le volume de réserve éolienne disponible en temps réel sera estimé en prenant en compte deux stratégies différentes du placement. Sur la base de données du productible, le potentiel de la réserve instantanée constituée sur le parc éolien d'un réseau insulaire sera évalué et l'impact du pas de temps retenu pour la programmation de la réserve sera caractérisé. Les deux stratégies du placement seront ensuite comparées en termes d'efficacité du placement de la réserve instantanée et les réflexions seront également menées sur l'intérêt de la combinaison des deux stratégies. Puis, la constitution de la réserve primaire en pratique sera étudiée en considérant la prévision de la production éolienne. Une méthodologie sera proposée pour formaliser le processus de placement préalable de la réserve éolienne et l'impact des erreurs de prévision sur le volume de réserve « garantie » sera identifié. Dans la dernière partie de ce chapitre, les énergies réglantes d'une turbine et d'une ferme éolienne seront définies et calculées. Le niveau du statisme éolien réalisable sera également analysé.

5.2. Potentiel de placement de la réserve instantanée

5.2.1. Définition des stratégies du placement

Le placement de la réserve sur une ferme éolienne consiste à effacer une partie de la puissance maximale disponible et peut s'envisager de deux manières comme montré dans la Figure 5-1 :

- *Stratégie proportionnelle* : affectation d'une puissance effacée proportionnelle du productible ($(1-\alpha).P_{disp}$) de la ferme éolienne (Figure 5-1(a)). Il a été prouvé par

simulations dynamiques qu'avec une loi de commande pertinente, les éoliennes sont capables de garder un pourcentage de la puissance maximale disponible en tant que réserve primaire pendant toute la plage de fonctionnement (cf. 3.6.3).

- *Stratégie « bande constante »* : affectation d'une puissance effacée constante en kW ou en MW (demi-bande de réglage constante P_R, à l'image de ce qui peut se faire sur les moyens de production conventionnels). L'effacement de la production éolienne est possible seulement à partir d'une certaine puissance (Figure 5-1(b)). Par exemple, si la puissance maximale disponible est inférieure à *X*% de la puissance nominale, aucun productible n'est effacé pour ce domaine de fonctionnement à faible puissance. La faisabilité technique de la stratégie « bande constante » ne pose à priori pas de problème. A titre d'exemple, cette stratégie de réglage fait partie des capacités de réglages imposées par le GRT danois Energinet.DK à la ferme éolienne offshore de Horns Rev [ENE04-2].

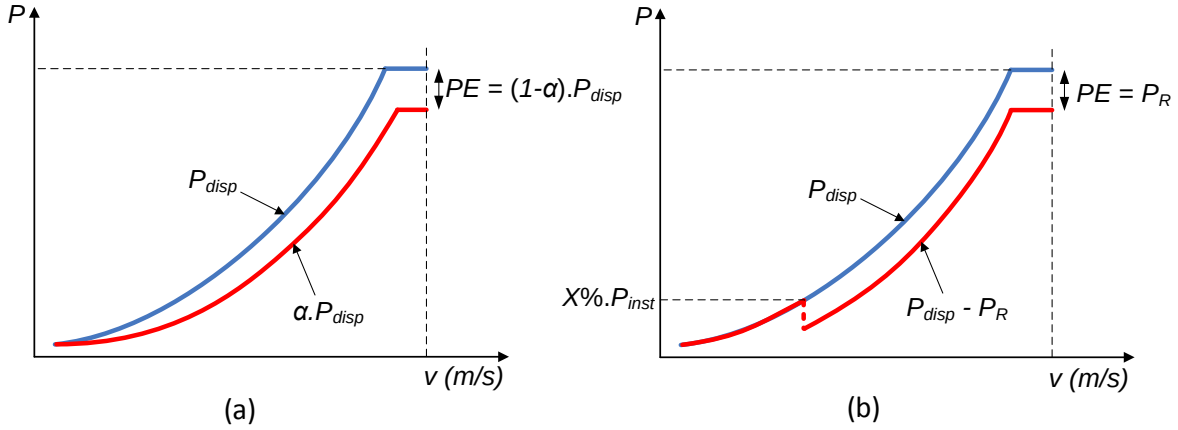


Figure 5-1. Principe de fonctionnement des stratégies du placement

La stratégie « bande constante » présente a priori l'avantage d'une bonne maîtrise du volume de puissance effacée, mais l'application de cette stratégie conduirait à une discontinuité de la puissance générée au moment de l'affectation de la réserve. L'implantation de la stratégie proportionnelle semble plus facile à réaliser et ne pose pas de problème de discontinuité de la production, toutefois, du fait de la nature aléatoire de la ressource primaire, l'application de la stratégie proportionnelle conduit à une variation de la puissance effacée.

5.2.2. Mesure de la réserve instantanée disponible pour le gestionnaire

5.2.2.1. Règle actuelle

La pratique actuelle du placement de la réserve sur les réseaux français (continentaux et insulaires) consiste à faire ce placement en J-1 par pas demi-horaire. Selon des échanges avec le gestionnaire des réseaux insulaires (EDF SEI), une modification du programme de marche des groupes de production est également possible au cours de la journée sur les

îles. Conformément aux référentiels techniques définis par les gestionnaires [RTE04] [SEI08-2], tout groupe de production participant au réglage primaire de fréquence doit être capable de maintenir la fourniture de puissance de réserve pendant au moins 15 minutes consécutives à compter de l'instant d'appel de réserve primaire, afin de laisser suffisamment de temps pour le réglage secondaire de prendre le relais.

5.2.2.2. Cas spécifique de la stratégie proportionnelle

Cette règle, appliquée pour les groupes conventionnels, devrait être analysée pour le cas des éoliennes car leur puissance effacée serait soumise à une variation pendant le pas demi-horaire dans le cas d'une stratégie proportionnelle à la production. Il est donc nécessaire de retenir la valeur minimale de la puissance effacée (*PE*) sur ce pas pour assurer la réserve éolienne pendant la durée 15 minutes, comme illustré en Figure 5-2. On peut ainsi définir la notion de la réserve instantanée disponible ($R_{disponible_H}$) sur un pas de dispatching (*H*) comme :

$$\boxed{R_{disponible_H} = \text{MIN}\left(PE\left[To,\ To+H\right]\right)} \tag{5.1}$$

Cela revient à dire que la programmation d'un volume de réserve constant sur un intervalle de temps donné (15min, 1/2h, 1h…) doit être faite à une valeur compatible avec le niveau de production éolienne le plus défavorable observé sur la même période.

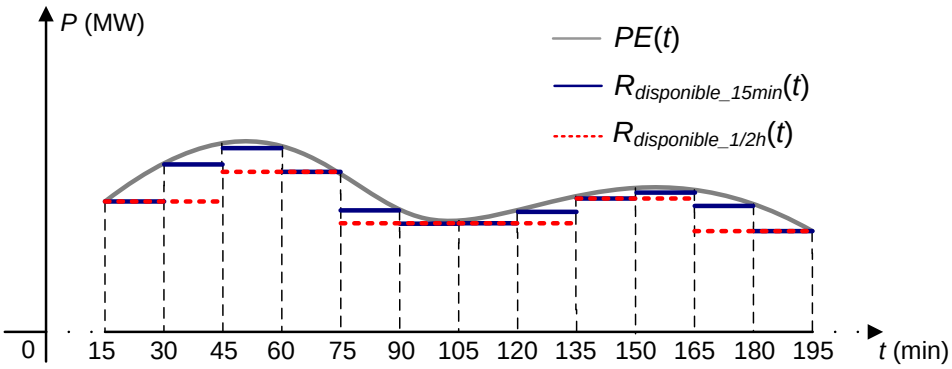


Figure 5-2. Exemple de la prise en compte de la variabilité dans le placement de la réserve (sur les pas 30min et 15min respectivement) : application de la stratégie proportionnelle

5.2.2.3. Définition d'un indicateur d'efficacité

L'exemple reporté en Figure 5-2 permet de révéler que, en raison de la caractéristique variable de la production, le productible éolien effacé ne peut pas toujours être considéré comme une réserve disponible qui se conforme aux exigences des référentiels techniques définis par le gestionnaire de réseaux. L'écart entre la courbe du productible réellement effacé et celle de la réserve instantanée disponible représente ainsi la quantité de production effacée « inutile », qui peut se traduire par une perte pure pour le gestionnaire de ferme. Afin de mesurer la qualité du placement de la réserve sur les éoliennes, on définit un indicateur d'efficacité (η) par l'équation (5.2) sur la durée considérée :

$$\boxed{\eta = \left(1 - \frac{MWh_{eff\,,\,inutile}}{MWh_{eff\,,\,total}}\right) \times 100\%} \qquad (5.2)$$

Avec : $MWh_{eff\ inutile}$ [MWh] : production éolienne effacée « inutile » ;

$MWh_{eff,total}$ [MWh] : totalité de la production éolienne effacée.

Pour une stratégie du placement de réserve donnée, plus l'indicateur d'efficacité est important, plus l'énergie perdue pour compenser la variabilité de la production éolienne est réduite, et meilleure est cette stratégie.

5.2.3. Application aux fermes éoliennes sur le réseau de Guadeloupe

5.2.3.1. Données et hypothèses

Les études statistiques sont basées sur les analyses **des relevés de production de 3 fermes éoliennes sur le réseau de Guadeloupe enregistrés au pas 15 minutes du 01/01/2011 au 31/03/2011** (données disponibles dans le cadre de la thèse). Ces données sont utilisées pour caractériser le potentiel de la réserve instantanée disponible sur une seule ferme et également sur l'ensemble de 3 fermes (appelé dans la suite la « ferme agrégée »). Ces trois fermes de faibles puissances (de 2,1 MW, 3 MW et 3,3 MW respectivement) sont géographiquement bien séparées en Guadeloupe, ce qui conduirait à un effet de foisonnement notable au niveau de la ferme agrégée. En effet, comme montré en Figure 5-3[25], pendant 99,5% du temps, la variation de la production d'une ferme individuelle sur un intervalle de 15 minutes reste supérieure à 35% de P_{inst} de la ferme correspondante, tandis que cette même variation est réduite à respectivement 20,5% et 19% de P_{inst} au niveau de la ferme agrégée et du parc global de l'île sur l'ensemble des échantillons analysés.

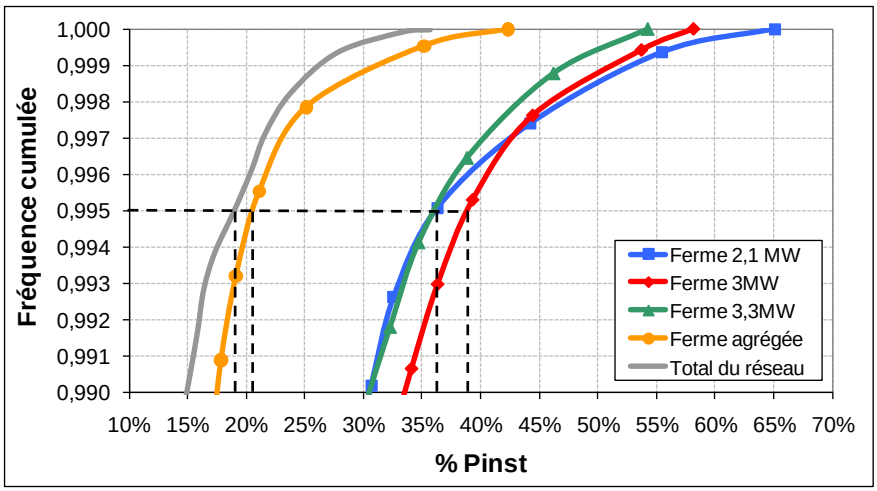


Figure 5-3. Variabilité 15min de la production éolienne à l'échelle d'une ferme et sur l'ensemble des fermes raccordées

[25] La variabilité de la production du parc éolien global du réseau de Guadeloupe a été calculée au chapitre 2.5.2.2 en utilisant les données 5 minutes de la production de l'ensemble des fermes éoliennes enregistrées du 5 juillet 2010 au 5 octobre 2010.

La variabilité obtenue pour les trois fermes agrégées est très proche de celle de la production éolienne totale du réseau. Quelques chiffres décrivant la variabilité 15 minutes de la production éolienne sur différentes fermes sont donnés dans le Tableau 5-1. On peut remarquer que la variabilité au niveau de chaque ferme s'avère beaucoup plus importante que la variabilité de la production éolienne totale, d'où l'intérêt de raisonner à l'échelle du système pour les études du réglage primaire des éoliennes, échelle à laquelle le foisonnement de la production éolienne lisse la variabilité de la ressource.

	Ferme 2,1MW	Ferme 3MW	Ferme 3,3MW	**Ferme agrégée**	**Toutes les fermes sur le réseau**
Variabilité dans **95%** des cas (% Pinst)	16%	18%	16%	**11%**	**7%**
Variabilité dans **99%** des cas (% Pinst)	30%	34%	32%	**18%**	**15%**

Tableau 5-1. Foisonnement de la production sur le réseau de Guadeloupe

Dans un premier temps, la performance instantanée du réglage primaire des éoliennes est caractérisée en évaluant le volume de réserve instantanée disponible. Seul l'impact de la variabilité de la production a été étudié ici sans prendre en compte le problème de l'imprévisibilité. En plus, comme l'étude se porte à l'échelle du système dans son ensemble, le placement de la réserve au niveau d'une ferme est analysé. La répartition de consigne de puissance au niveau de chaque turbine ne sera donc pas traitée.

5.2.3.2. Potentiel de la réserve instantanée disponible

En utilisant ces données, la stratégie proportionnelle a été d'abord appliquée en effaçant 10% de la production éolienne instantanée maximale disponible. Comme la puissance instantanée varie, la production effacée varie également pendant le pas de dispatching actuel de 30 minutes. Afin d'assurer le temps de maintien de la réserve éolienne, la réserve disponible est calculée en prenant la valeur minimale sur le pas de temps de 30 minutes (cf. l'équation (5.1)). Son volume reste ainsi inférieur au productible effacé, comme le montre la Figure 5-4.

Cette première analyse du potentiel de placement de la réserve sur la ferme agrégée fait apparaître qu'avec la stratégie proportionnelle, il est possible pendant 50% du temps d'avoir une réserve disponible en temps réel supérieure à 2,5% de la puissance installée de la ferme agrégée, et pendant 10% du temps, le volume peut atteindre plus que 5,5% de la puissance installée de la ferme agrégée.

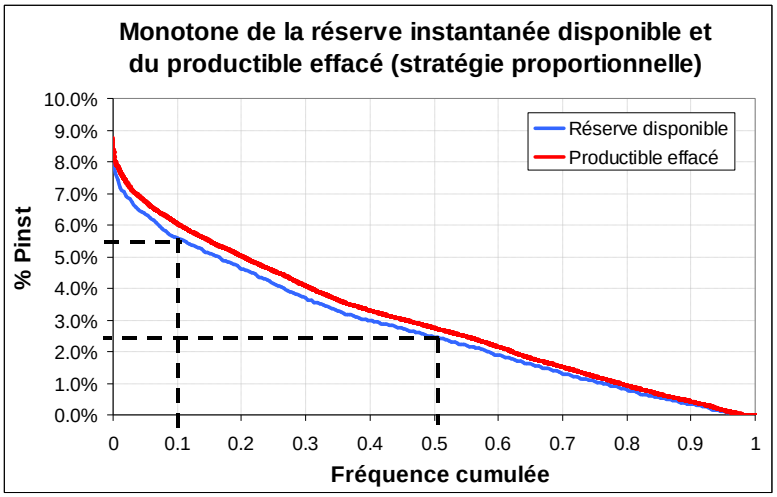


Figure 5-4. Monotone de la réserve éolienne instantanée et du productible effacé sur la ferme agrégée au pas 1/2h (stratégie proportionelle)

L'application de la stratégie « bande constante » a été ensuite étudiée. La méthode retenue consiste à prélever un volume de réserve constant égal à 5% de la puissance installée sur chaque ferme si la production mesurée est supérieure ou égale à 20% de la puissance nominale (0,2 p.u). En appliquant cette méthode, la production effacée sur l'ensemble des trois fermes pendant la période d'étude (de janvier à mars) est quasi identique avec les deux stratégies du placement (542 MWh avec la stratégie proportionnelle contre 539 MWh avec la stratégie « bande constante »). Cela permet ainsi de créer une base de comparaison entre les deux stratégies.

La Figure 5-5 montre la monotone de la réserve instantanée disponible avec l'application de la stratégie « bande constante ». Il est constaté que sur les trois fermes individuelles, le volume de réserve constituée est binaire, soit il vaut 5% de P_{inst} (c'est à dire la valeur de la réserve placée), soit il est nul. Etant donné que les trois sites sont soumis à des vitesses de vent différentes, la disponibilité de la réserve est commutée à des fréquences différentes. La monotone de la réserve sur la ferme agrégée comprend ainsi 2^3 « paliers », qui correspond au nombre discret d'états de réserve sur chacune de fermes. En réalité, l'allocation de la réserve se fait au niveau de chaque turbine. On peut donc imaginer que la courbe de réserve « réelle » contiendrait $2^{\text{nombre de turbines}}$ « paliers » et serait beaucoup plus lisse. Par conséquent, les courbes reportées en Figure 5-5 permettent de donner simplement la tendance d'évolution de la réserve éolienne avec la stratégie « bande constante ».

On peut lire dans la Figure 5-5 qu'au niveau de la ferme agrégée, l'application de la stratégie « bande constante » permet de constituer un volume de réserve instantanée disponible supérieur à 3% de P_{inst} pendant 50% du temps et un volume constant de réserve (5% de P_{inst}) pendant 37% du temps.

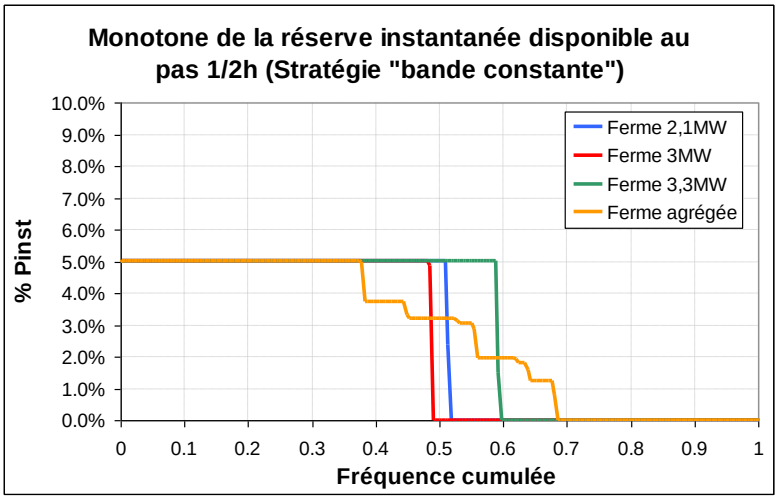


Figure 5-5. Monotone de la réserve instantanée disponible sur les trois fermes éoliennes et sur la ferme agrégée (stratégie « bande constante »)

Comme la variabilité de la production éolienne de la ferme agrégée est proche de celle du parc global de l'île (Figure 5-3), il est supposé que les résultats d'analyse peuvent être généralisés pour l'ensemble des fermes sur le réseau de Guadeloupe (avec la même vitesse de vent moyenne). A titre d'exemple, comme le montre le Tableau 5-2, dans un scénario avec 70 MW d'éoliennes à vitesse variable installées participant au réglage primaire, le potentiel de la réserve instantanée disponible est supérieur à 3,85 MW pendant 10% du temps avec la stratégie proportionnelle. Ceci représenterait donc plus que 15% du minimum de réserve primaire requis actuellement par le réseau (25MW, cf. 2.4.2). Avec la stratégie « bande constante », pendant 37% du temps, la réserve qui peut être placée sur le parc éolien de l'ensemble du réseau atteint 3,5 MW, soit 14% du minimum requis actuel de réserve primaire.

	Stratégie proportionnelle		Stratégie "bande constante"	
Fréquence cumulée	50%	10%	50%	37%
Réserve instantanée disponible (p.u)	> 2,5%	> 5,5%	> 3,0%	5,0%
70 MW d'éolien	**> 1,75 MW**	**> 3,85 MW**	**> 2,1 MW**	**3,5 MW**

Tableau 5-2. Volume estimé de la réserve éolienne instantanée disponible sur le réseau de Guadeloupe

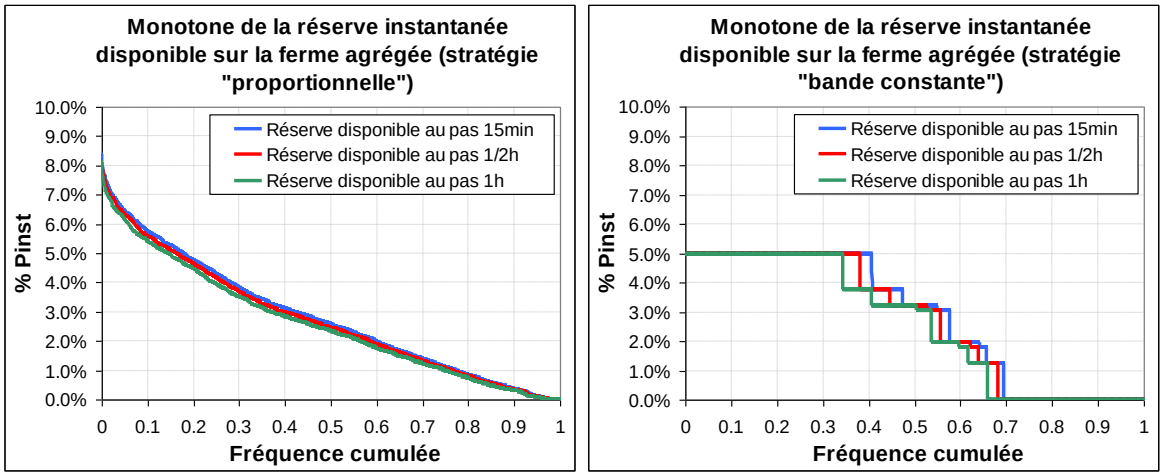
L'imprévisibilité de la production éolienne n'a pas été prise en compte dans les analyses. Il s'agit de caractériser ici, en quelque sorte, le potentiel maximal de la réserve éolienne instantanée qui pourrait contribuer effectivement au réglage primaire de fréquence. **Il est à noter que bien que fortement variable au cours du temps, la production éolienne offre un gisement potentiel de réserve instantanée non négligeable.** A forte puissance installée, l'allocation de la réserve primaire sur les éoliennes permettrait ainsi de

compenser, au moins en partie, la croissance de la réserve minimale requise du réseau due à la variabilité de la production éolienne (cf. 2.5.3).

5.2.3.3. Impact du pas de temps retenu pour la programmation

Dans le paragraphe précédent, le pas de temps retenu pour la programmation de la réserve est le pas demi-horaire, pas de temps appliqué aujourd'hui par le gestionnaire de réseaux insulaires. Toutefois, il est légitime de s'interroger sur l'impact du choix d'un autre pas de temps pour le placement de la réserve sur le parc éolien, dans la mesure où ce pas pourrait être modifié dans le cadre de la participation au réglage de fréquence des éoliennes. Il est donc décidé d'évaluer la réserve instantanée disponible sur un pas de temps différent de 30 minutes.

La Figure 5-6 illustre la répartition du volume de la réserve éolienne instantanée disponible placée sur les pas de temps respectifs de 15 minutes, 30 minutes et 1 heure pour les deux stratégies du placement. La valeur de la réserve programmée est la plus petite des valeurs observées sur chaque intervalle de placement (comme expliqué en 5.2.2). Il apparaît que l'impact du pas de temps sur le volume de réserve instantanée disponible est très limité, car les courbes reportées en Figure 5-6 sont très proches l'une et l'autre. Par conséquent, en cas de besoin, il est possible de programmer la réserve sur des pas de temps différents que 30 minutes, tout en conservant quasiment le même niveau du potentiel global de la réserve instantanée éolienne sur la période étudiée. (Par contre, les études statistiques ne permettent pas d'illustrer l'impact du pas de temps sur le placement de réserve d'une journée ou d'une heure spécifique.)



(a) (b)

Figure 5-6. Monotone de la réserve éolienne instantanée en fonction du pas de temps retenu ((a) stratégie proprotionnelle ; (b) stratégie « bande constante »)

Il est logique que plus le pas de temps est long, plus la variabilité éolienne sur ce pas est importante, moins le placement de la réserve est efficace. Cela peut être prouvé par l'évolution de l'indicateur d'efficacité de chaque stratégie du placement en fonction du pas de temps retenu, qui est montrée au Tableau 5-3. Les indicateurs ont été calculés selon

l'équation (5.2) au niveau de la ferme agrégée. Il peut être constaté que chaque doublement du pas de temps conduit à une réduction d'environ 4% de l'efficacité du placement, à cause de l'augmentation de la variabilité de la production effacée.

Pas de temps (ferme agrégée)	15min	1/2h	1h
$\eta_{proportionnelle}$	**95%**	**91%**	**87%**
$\eta_{bande\ constante}$	**95%**	**91%**	**86%**

Tableau 5-3. Evolution de l'indicateur d'efficacité du placement de réserve en fonction du pas de temps retenu

En conclusion, le placement de la réserve éolienne sur un pas de temps plus long conduit à diminuer le volume de réserve instantanée disponible ainsi que l'efficacité du placement, mais cette baisse est en fait très limitée.

5.3. Comparaison des stratégies de placement

5.3.1. Quantification de la réserve sur une durée de fonctionnement

La comparaison des stratégies du placement vise à déterminer si l'une des stratégies permet de constituer plus de réserve sur les éoliennes tout en effaçant la même quantité de production. Dans un premier temps, la réserve est placée sur les éoliennes à tout moment sur l'ensemble de la période étudiée (pendant 3 mois du 01/01/2011 au 31/03/2011). Afin que la quantité totale de la production éolienne effacée au niveau de la ferme agrégée soit quasi identique avec les deux stratégies, 10% du productible éolien instantané est effacé avec la stratégie proportionnelle et 5% de la puissance installée de chaque ferme individuelle est gardée en tant que réserve avec la stratégie « bande constante » quand sa production dépasse 0,2 p.u.

L'indicateur d'efficacité de chaque stratégie pour le placement de réserve sur une ferme et sur la ferme agrégée a été d'abord calculé et montré au Tableau 5-4. L'effet de foisonnement s'avère plus marqué lorsque la stratégie proportionnelle est appliquée. En effet, l'efficacité de cette stratégie est d'autant plus importante que le périmètre du placement de réserve est plus large, tandis que la constitution de la réserve avec la stratégie « bande constante » est presque identiquement efficace, que ce soit sur une seule ferme ou sur l'ensemble de 3 fermes.

	Ferme 2,1MW	**Ferme 3MW**	**Ferme 3,3MW**	**Ferme agrégée**
$\eta_{proportionnelle}$	86%	85%	88%	**91%**
$\eta_{bande\ constante}$	90%	88%	91%	**91%**

Tableau 5-4. Indicateurs d'efficacité des stratégies du placement de réserve

Même si l'application de la stratégie proportionnelle sur une seule ferme conduit à une efficacité moindre par rapport à celle avec la stratégie « bande constante », l'indicateur d'efficacité au niveau de la ferme agrégée reste identique avec les deux stratégies, car la mise en œuvre de la stratégie proportionnelle permet de mieux profiter du foisonnement. On peut alors imaginer que le placement de la réserve sur le parc éolien global du réseau serait plus efficace avec la stratégie proportionnelle qu'avec la stratégie « bande constante ».

La monotone de la réserve instantanée disponible constituée sur la ferme agrégée avec les deux stratégies du placement est montrée dans la Figure 5-7. Les deux courbes illustrées ne sont pas directement comparables car elles ne représentent qu'une répartition statistique du volume de réserve pour un pourcentage d'apparition donné. Afin de faciliter la comparaison et de quantifier les résultats statistiques, on définit la notion de la réserve moyenne ($R_{moyenne}$) comme suit :

$$R_{moyenne} = \frac{\sum R_{disponible_H} \times H}{Heures\ totales} \tag{5.3}$$

Avec : H [min] : pas de temps retenu pour la programmation de la réserve éolienne ;

$R_{disponible_H}$ [kW/MW] : réserve instantanée disponible sur le pas de temps H.

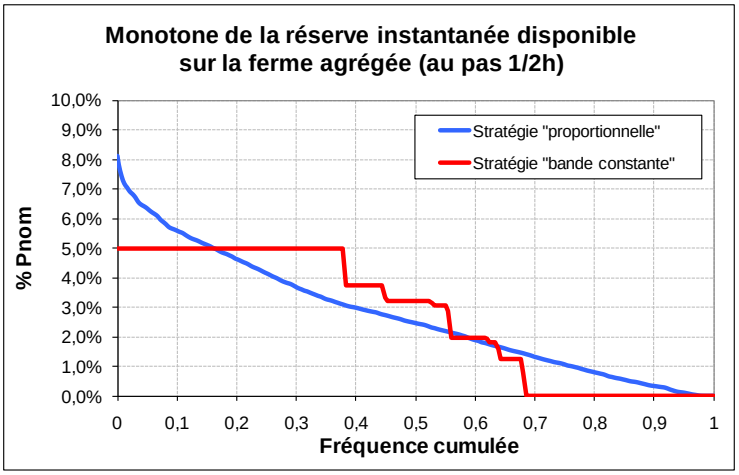


Figure 5-7. Monotone de la réserve éolienne instantanée disponible constituée sur la ferme agrégée pour les deux stratégies du placement

Les résultats du calcul de la réserve moyenne sont présentés dans le Tableau 5-5. Il peut être remarqué qu'en effaçant presque la même quantité de production éolienne, les deux stratégies du placement permettent de constituer autant de réserve moyenne sur la ferme agrégée (équivalente à 2,7% de la puissance installée de la ferme agrégée) durant la période étudiée et présentent une efficacité quasi identique à l'échelle de quelques fermes.

	Production effacée	Volume de réserve moyenne	Efficacité	
Stratégie "proportionnelle"	**542 MWh**	**2,7%.P_{inst}**	**91%**	Efficacité unitaire moins bonne, mais bon foisonnement
Stratégie "bande constante"	**539 MWh**	**2,7%.P_{inst}**	**91%**	Pas de foisonnement

Tableau 5-5. Comparaison des stratégies du placement (réserve placée sur l'ensemble de la période de fonctionnement des éoliennes)

Cette première comparaison des stratégies, effectuée en plaçant la réserve sur les éoliennes sur l'ensemble de la période de fonctionnement de chaque ferme, permet de révéler une équivalence des deux stratégies en termes d'efficacité. Néanmoins, on se pose logiquement la question de l'utilité de la participation des éoliennes au réglage primaire de fréquence quand leur production est relativement faible, car d'autres groupes conventionnels sont raccordés au réseau dans ce cas et pourraient fournir suffisamment de réserve primaire. Pour compléter les études et vérifier plus largement les résultats, les deux stratégies seront alors ensuite comparées en considérant un placement de la réserve uniquement pendant la période « nécessaire » de la participation éolienne.

5.3.2. Potentiel de réserve sur le temps « nécessaire » du placement

Le cœur de la méthodologie appliquée consiste à distinguer le temps « nécessaire » du placement et le temps de fonctionnement global d'une ferme. En effet, si le taux de pénétration instantané des éoliennes est faible pour une consommation donnée, il est inutile de dégrader la production éolienne en leur plaçant de la réserve. La stratégie suivante est étudiée. Dans un système électrique, pour un niveau de consommation $C(t)$ donné (en MW), le gestionnaire du réseau pourrait identifier un taux de pénétration instantané critique correspondant τ_c, au-delà duquel la contribution des éoliennes à la réserve primaire est indispensable (cf. 2.4.3.1). D'un point de vue opérationnel, si la puissance produite par les fermes est supérieure à la production éolienne critique ($C(t).\tau_c$), une certaine quantité de réserve sera alors distribuée sur les générateurs éoliens.

En connaissant la puissance installée des éoliennes à vitesse fixe P_{inst_vf} et des éoliennes à vitesse variable P_{inst_vv} sur le réseau, on définit le point de fonctionnement[26] critique du parc global de l'île $PF_c(t)$:

$$PF_c(t) = \frac{C(t) \times \tau_c}{P_{inst_vf} + P_{inst_vv}} \times 100\% \qquad (5.4)$$

Si $PF_c(t)$ est supérieur à 100%, la puissance éolienne installée est insuffisante à la production critique et la réserve primaire pourra être assurée par des groupes

[26] Le point de fonctionnement d'un parc éolien est le rapport entre sa puissance produite à un instant donné et sa puissance installée totale.

conventionnels. Si $PF_c(t)$ est inférieur à 100%, la participation des éoliennes au réglage primaire de fréquence sera donc obligatoire pendant la période où le point de fonctionnement du parc dépasse PF_c. Pour simplifier les études, le point de fonctionnement critique d'une seule ferme est considéré égal à celui du parc global, i.e. le temps « nécessaire » de participation à la réserve pour une ferme est la durée pendant laquelle son point de fonctionnement est supérieur à $PF_c(t)$.

La méthode présentée ci-dessus permet d'identifier de manière simplifiée la durée de forte production d'une ferme éolienne pendant laquelle la réserve placée sur cette ferme a une valeur plus importante pour les gestionnaires de réseau. Elle a été appliquée au cas du réseau de Guadeloupe. Dans le chapitre 2.4.3.1, il a été trouvé que pour le scénario étudié (basé sur un creux de consommation de 140 MW), il était difficile de garantir la réserve requise avec seulement les groupes conventionnels restés connectés à partir de 29% de taux de pénétration instantané de la production éolienne (τ_c=29%). Il est à noter que ce chiffre a été obtenu sous l'hypothèse simplificatrice de la prise en compte de la situation la plus contraignante d'un point de vue de la réserve. Pour être plus rigoureux, ce taux critique devrait être calculé pour chaque niveau de consommation possible.

Ce cas extrême pour la sécurité du réseau est étudié en fixant $C(t)$=140. Les éoliennes existantes sur le réseau de Guadeloupe sont des éoliennes à vitesse fixe. Le parc global compte aujourd'hui environ 27 MW (P_{inst_vf} =27 MW). Dans les années à venir, des nouvelles fermes comportant des éoliennes à vitesse variable seront également installées sur le réseau. Selon l'équation (5.4), le point de fonctionnement critique d'une ferme Guadeloupéenne (PF_c) peut être estimé de la manière suivante :

$$PF_c = \frac{140 \times 29\%}{27 + P_{inst_vv}} \times 100\% \tag{5.5}$$

Ce point de fonctionnement critique dépend ainsi de la puissance installée totale des éoliennes à vitesse variable (P_{inst_vv}) dans le futur. Plus cette puissance installée est importante, plus la possibilité d'avoir une forte production éolienne est élevée, plus le point de fonctionnement critique est réduit, i.e. les éoliennes doivent contribuer à la réserve primaire pendant plus longtemps.

Les scénarii avec respectivement 50 MW et 70 MW d'éoliennes à vitesse variable installées ont été considérés. En faisant une application numérique pour l'équation (5.5), il peut être déduit que la réserve primaire est placée sur une ferme lorsque son point de fonctionnement dépasse respectivement 52,7% et 41,8% dans les deux scénarii. 10% du productible éolien est toujours effacé lorsque la stratégie proportionnelle est appliquée, tandis que la bande de réserve constituée avec la stratégie « bande constante » est adaptée afin que la production totale effacée pendant la période nécessaire du placement soit équivalente sur la ferme agrégée avec les deux stratégies.

Les résultats en termes de volume de réserve constituée en effaçant la même production au niveau de la ferme agrégée sont résumés dans le Tableau 5-6. Par rapport au cas où la réserve est placée sur l'ensemble du temps de fonctionnement (Tableau 5-5), les éoliennes participent, cette fois-ci, au réglage primaire de fréquence pendant moins de temps, moins de production totale est alors effacée.

	Stratégie du placement	Production effacée	Volume de réserve moyenne	Efficacité
50MW d'éoliennes à vitesse variable	Proportionnelle	**225 MWh**	**0,9%.P_{inst}**	**74,5%**
	Bande constante	**221 MWh**	**0,9%.P_{inst}**	**75,1%**
70MW d'éoliennes à vitesse variable	Proportionnelle	**318 MWh**	**1,4%.P_{inst}**	**80,6%**
	Bande constante	**315 MWh**	**1,4%.P_{inst}**	**81,3%**

Tableau 5-6. Comparaison des stratégies du placement (réserve placée sur la période « nécessaire » de participation éolienne)

Les résultats obtenus sont basés sur l'analyse des deux cas particuliers (avec 50 et 70 MW de nouvelles éoliennes) et sur des hypothèses simplificatrices spécifiques, ils permettent donc de dégager uniquement les tendances. Pourtant, il paraît pertinent de tirer la conclusion que **les deux stratégies du placement de réserve semblent identiquement « efficaces » (en temps réel) et permettent de constituer autant de réserve instantanée en effaçant la même production, peu importe que de la réserve soit placée sur l'ensemble du temps de fonctionnement des éoliennes ou uniquement sur les périodes ventées**.

Les principaux avantages et inconvénients de la stratégie proportionnelle et de la stratégie « bande constante » sont résumés dans le Tableau 5-7. Chaque stratégie présente ses propres caractéristiques intéressantes. On se pose alors la question si une combinaison des deux stratégies du placement permet de profiter des avantages de chacune des stratégies et donc conduit à une meilleure efficacité du placement de réserve. Une stratégie « combinée » sera donc proposée et étudiée par la suite.

	Stratégie proportionnelle	Stratégie « bande constante »
Avantages	• Meilleure efficacité à l'échelle du système (bon foisonnement) • Facilité d'implémentation • Energie réglante du parc maximisée (contribution de toutes les turbines à tout moment)	• Volume de réserve constant sur un pas de placement • Bonne maîtrise du volume de puissance effacée
Inconvénients	○ Volume de réserve instantanée variable sur un pas de placement	○ Discontinuité de la production dans le temps ○ Implémentation plus compliquée : mesure de production précise nécessaire

Tableau 5-7. Avantages et inconvénients des stratégies du placement

5.3.3. Intérêts de la combinaison des stratégies

La stratégie « combinée » proposée consiste à appliquer la stratégie « bande constante » à forte vitesse du vent et la stratégie proportionnelle quand la production est relativement faible. Plusieurs avantages apparaissent en plaçant de la réserve avec la stratégie « combinée ». Tout d'abord, elle permet une bonne maîtrise du volume de réserve sur chaque pas de placement quand la production éolienne est élevée, donc pendant la période où la participation des éoliennes au réglage primaire de fréquence serait exigée. En plus, de la réserve pourrait être constituée sur les éoliennes à tout moment sans engendrer une production discontinue dans le temps, ce qui permettrait également de maximiser l'énergie réglante du parc avec la participation de toutes les turbines. Troisièmement, l'application de la stratégie proportionnelle à faible production permet de profiter du foisonnement de la réserve et conduirait ainsi à une meilleure efficacité du placement.

La stratégie « combinée » est appliquée aux fermes éoliennes Guadeloupéennes pour la constitution de la réserve. Afin de pouvoir comparer avec les deux stratégies du placement précédemment étudiées, 5,5% de la puissance installée d'une ferme est effacée quand sa production est supérieure à 0,5 p.u et 11% du productible instantané est effacé quand sa production est en-dessous, comme illustré en Figure 5-8. De cette manière, la production effacée totale sur l'ensemble des trois fermes restera sur le même niveau par rapport aux cas précédents (environ 540 MWh pendant 3 mois).

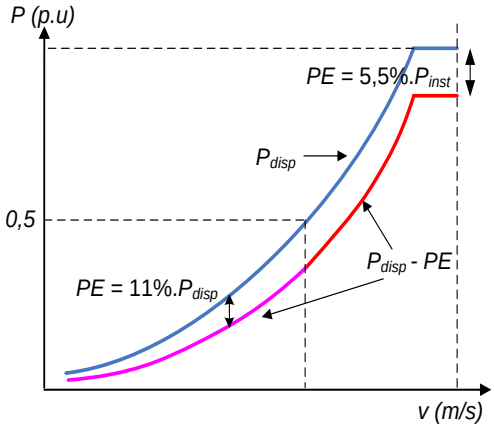


Figure 5-8. Stratégie « combinée » proposée

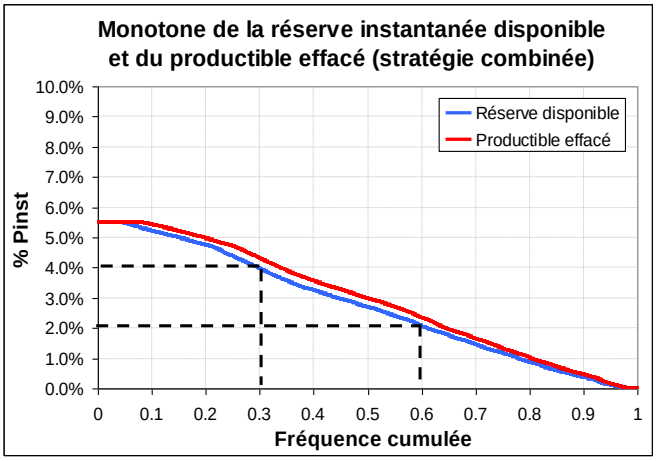


Figure 5-9. Monotone de la réserve instantanée disponible avec la stratégie « combinée »

La Figure 5-9 illustre la monotone de la réserve instantanée disponible constituée sur la ferme agrégée avec l'application de la stratégie « combinée ». On peut lire sur la figure qu'un volume de réserve supérieur à 2% de P_{inst} et 4% de P_{inst} du parc agrégé peut être constitué en temps réel pendant respectivement 60% et 30% du temps. L'indicateur d'efficacité du placement de réserve avec la stratégie « combinée » a été également calculé (cf. l'équation (5.2)) et comparé avec ceux obtenus avec les stratégies « proportionnelle » et « bande constante » (Tableau 5-8). Les résultats montrent qu'il est possible de constituer plus de réserve moyenne sur la ferme agrégée en effaçant moins de productible éolien avec la stratégie « combinée », car cette dernière présente une meilleure efficacité du placement. Les valeurs précises montrées dans le tableau dépendent du régime du vent particulier sur le réseau de Guadeloupe et permettent ainsi uniquement de dégager des tendances.

	Production effacée	Volume de réserve moyenne	Efficacité
Stratégie "proportionnelle"	**542 MWh**	**2,7%.P_{inst}**	**91%**
Stratégie "bande constante"	**539 MWh**	**2,7%.P_{inst}**	**91%**
Stratégie "combinée"	**535 MWh**	**2,75%.P_{inst}**	**93%**

Tableau 5-8. Récapitulatif de la comparaison des stratégies du placement

Même si une façon spécifique de combiner la stratégie proportionnelle avec la stratégie « bande constante » a été étudiée dans ce paragraphe, l'amélioration en termes d'efficacité du placement peut être constatée. Cette stratégie combinée présente plusieurs intérêts et devrait également être prise en compte lors du choix de la stratégie du placement appliquée aux fermes éoliennes. Toutefois, il est à noter que la commande des éoliennes en pratique n'est pas assez fine aujourd'hui. Par conséquent, un paramétrage très précis des différentes

stratégies du placement de la réserve ne pourrait pas être mis en œuvre et resterait théorique.

5.4. Prise en compte de l'erreur de prévision dans le placement de la réserve

La notion de la réserve instantanée disponible ne caractérise que le potentiel maximal de la réserve qui peut être constituée en instantané sur les éoliennes. En pratique, afin d'assurer un niveau de disponibilité satisfaisant de la réserve sur le jour *J*, le seul moyen d'action est la prise en compte d'une marge en *J-1* pour se couvrir des erreurs de prévision de la production. La conséquence en est, bien entendu, une modification de la réserve qui peut réellement être programmée. L'impact de l'imprévisibilité sur le placement de la réserve devrait donc être étudié.

5.4.1. Méthodologie retenue pour le placement de la réserve

Le processus de placement est schématiquement décrit sur la Figure 5-10. Quatre étapes principales peuvent être identifiées :

Etape n°1 : La première étape consiste à prévoir la production éolienne en *J-1* ou quelques heures avant (sous l'hypothèse que la modification infrajournalière du plan de production est possible grâce à un réseau de communication entre les producteurs éoliens et les gestionnaires de réseau).

Etape n°2 : La connaissance statistique de l'erreur de prévision (ex : son écart type σ) permet de définir un intervalle de confiance de la prévision de production. A titre d'illustration, une marge de $2{,}58\sigma$ permet de se couvrir de 99% des erreurs de prévisions [RUB09] (soit un risque de 0,5% que la production soit inférieure aux valeurs dans l'intervalle de confiance).

Etape n°3 : Ensuite, il faudrait prendre en compte l'hypothèse pessimiste de l'intervalle de confiance (soit la borne inférieure) lors du placement de la réserve afin d'assurer au maximum sa disponibilité.

Etape n°4 : La dernière étape consiste à tenir compte de la variabilité de la production pendant le pas de temps de la réserve (demi-horaire pour aujourd'hui), en utilisant la méthodologie présentée précédemment (cf. 5.2.2), pour enfin estimer le volume de réserve effective et « garantie ».

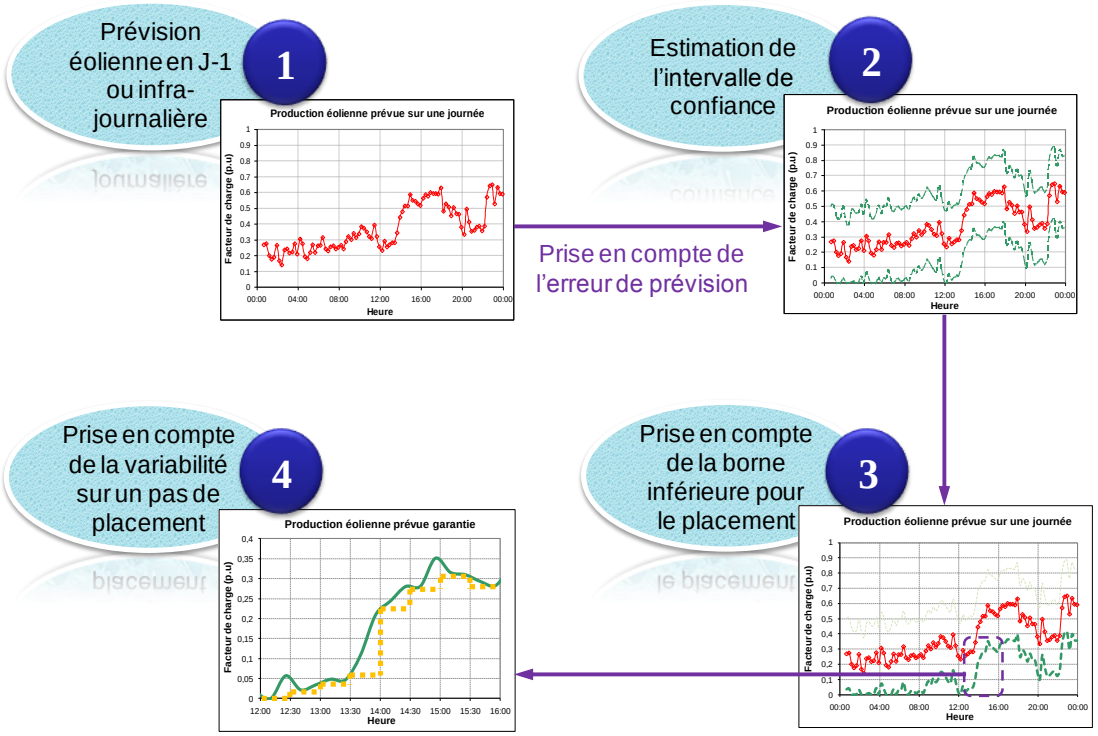


Figure 5-10. Processus de programmation de la réserve sur le parc éolien

5.4.2. Prise en compte d'une prévision infrajournalière

Ne disposant pas de la courbe de prévision en *J-1*, une étude sur la prévision infrajournalière (respectivement en *H-1* et en *H-3*) a été effectuée en supposant qu'une redistribution infrajournalière de la réserve primaire est réalisable sur le réseau de Guadeloupe. Selon le gestionnaire de réseau EDF SEI, cette hypothèse est envisageable sachant qu'une prévision *H-3* de la production éolienne a déjà été demandée aux nouvelles fermes qui seront installées sur les réseaux insulaires dans l'appel d'offres de CRE pour SEI [CRE10].

Les données disponibles de la production éolienne permettent de reconstituer la courbe de prévision infrajournalière en appliquant la méthode de prévision par persistance, qui consiste à considérer que la production sur l'horizon *H* (*P*(*H*)) est égale à la production au moment de la prévision (*P*(*H-3*) ou *P*(*H-1*)) :

$$\begin{cases} P(H) = P(H-1) \text{ pour une prévision } H\text{-}1 \\ P(H) = P(H-3) \text{ pour une prévision } H\text{-}3 \end{cases} \tag{5.6}$$

Cette méthode présente une performance plus ou moins correcte pour les horizons à très court terme (0 à 3h). Au-delà de 3h, d'autres méthodes plus complexes seraient nécessaires afin de donner une meilleure prévision. **Il faut noter que, dans notre étude, un majorant de l'erreur de prévision a été donc pris en compte en caractérisant la variabilité 3h (ou 1h) de la production éolienne.** En effet, tout modèle de prévision sera plus performant que la simple prévision par persistance.

La variabilité de la production éolienne dans les réseaux insulaires, dont l'étendue géographique est limitée, s'avère très grande même à court terme, que ce soit au niveau d'une seule ferme ou sur le périmètre de la ferme agrégée (Tableau 5-9). Ceci implique ainsi des erreurs de prévision importantes en raison de l'utilisation de la méthode par persistance, et donc la nécessité d'une grande marge de puissance pour couvrir ces erreurs.

	Ferme 3 MW		Ferme agrégée	
Fréquence cumulée	95%	99%	95%	99%
Variabilité 1h (%P_{inst})	25%	42%	15%	23%
Variabilité 3h (%P_{inst})	32%	50%	24%	34%

Tableau 5-9. Variabilité 1h et 3h de la production éolienne sur le réseau de Guadeloupe

Un exemple de prise en compte de l'erreur de prévision *H-3* sur une journée au niveau de la ferme agrégée est donné en Figure 5-11. Un intervalle de confiance est défini avec une borne inférieure et supérieure prenant en compte la variabilité foisonnée. Par exemple, pour la ferme agrégée (Tableau 5-9), l'intervalle de confiance permettant de couvrir les erreurs de prévision dans 99% des cas correspond à un risque de 1% pour lequel la variabilité 3h peut être supérieure à 34% de la puissance installée. (Ceci implique que l'écart type équivalent de l'erreur de prévision *H-3* (σ_{H-3}) en appliquant la méthode par persistance est de l'ordre de 34%/2,58≈13% de P_{inst}). En prenant un risque à 5%, l'intervalle de confiance peut être réduit en considérant une variabilité de ±24% de P_{inst}.

La largeur de l'intervalle de confiance à considérer est dépendante du critère de fiabilité retenu. Ainsi, pour faire face aux incertitudes de la prévision éolienne, le gestionnaire du système électrique considérera comme « prévision éolienne en *H-3* garantie » (avec un risque donné) la production correspondante à la borne inférieure. En raison des erreurs de prévision significatives, la borne inférieure de l'intervalle de confiance peut parfois descendre à 0 MW. Dans ce cas, aucune réserve éolienne ne peut être programmée ou « garantie » en *H-3*, même si le volume de réserve réellement disponible n'est pas nul.

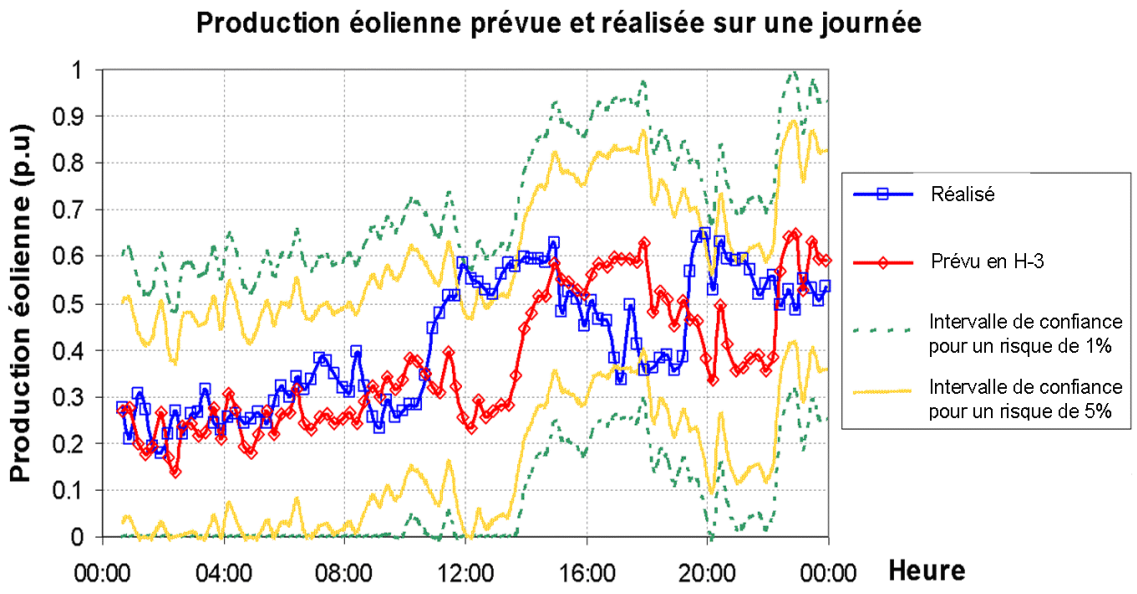
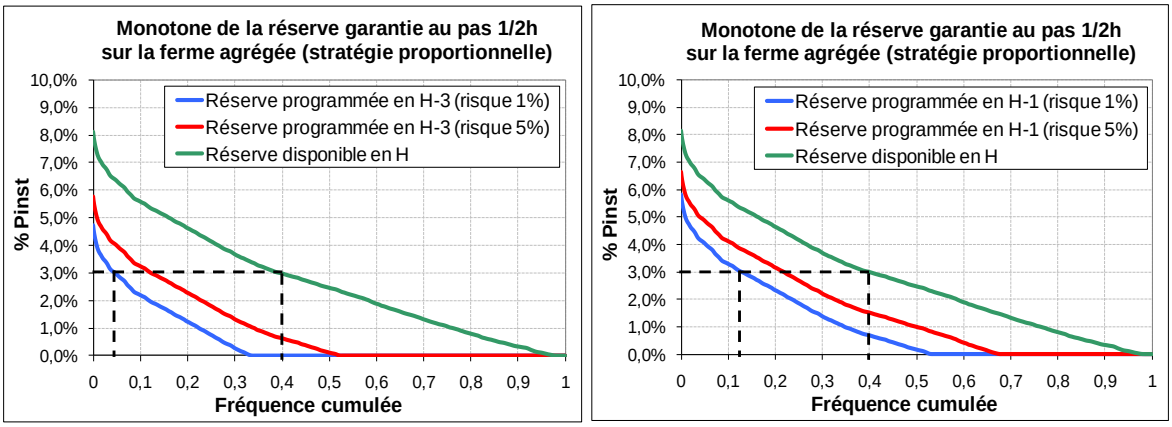


Figure 5-11. Prise en compte de l'erreur de prévision sur une journée pour la ferme agrégée

Selon une discussion avec le gestionnaire de réseau, la méthode de prévision appliquée actuellement aux parcs éoliens insulaires semble largement plus performante que la simple méthode par persistance, dont l'écart type de l'erreur de prévision en *J-1* (σ_{J-1}) est de l'ordre de 6 à 8% de la puissance installée. Cela signifie qu'une marge de 20% de P_{inst} ($2{,}58\sigma_{J-1}$) permet de se couvrir de 99% des erreurs de prévision en *J-1* [RUB09]. Cette valeur reste inférieure à la majoration des erreurs prise en compte dans notre étude actuelle, qui correspond plutôt à une étude sur le pire cas.

5.4.3. Résultats et discussions

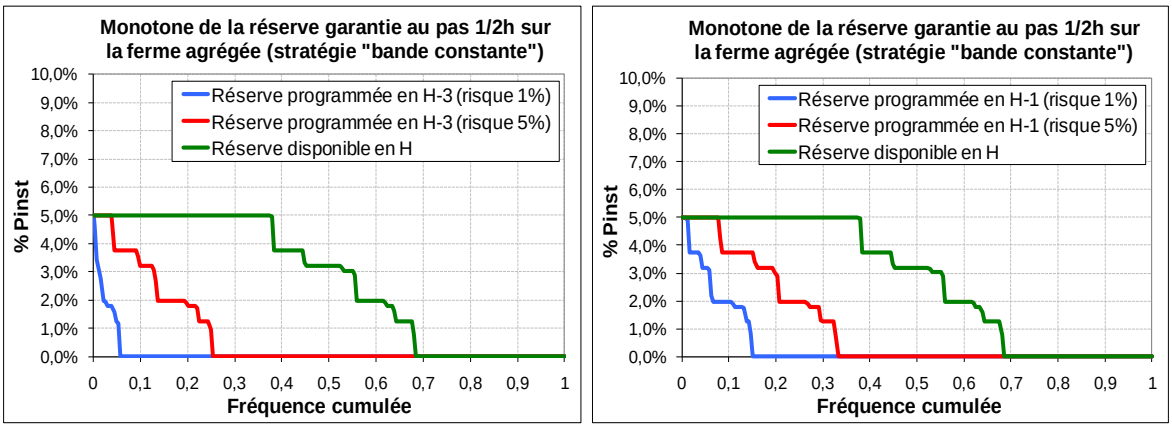
L'application de la stratégie proportionnelle sur la prévision éolienne garantie en *H-3* et en *H-1* (prenant en compte les erreurs de prévision correspondantes à un risque donné) conduit à la monotone de la réserve éolienne (réalisée et programmée) au niveau de la ferme agrégée de la Figure 5-12. L'écart du volume de réserve entre le prévu en *H-3* ou en *H-1* et le disponible en *H* s'avère très significatif, du fait de la marge prise pour couvrir les erreurs de prévision. On peut lire dans la Figure 5-12(a) que pendant 40% du temps, un volume de réserve supérieur à 3% de P_{inst} est réellement disponible en *H*. A titre de comparaison, quand une marge permettant de couvrir 99% des erreurs de prévision est prise en compte (risque 1%), le volume de réserve programmée en *H-1* (Figure 5-12(b)) n'est supérieur à 3% de P_{inst} que pendant 12% du temps. Ce même volume ne peut être garanti en *H-3* que pendant 5% du temps (Figure 5-12(a)).



(a) (b)

Figure 5-12. Monotone de la réserve éolienne (programmée et réalisée) avec la stratégie proportionnelle ((a) prévision H-3 ; (b) prévision H-1)

La même étude a été réalisée en appliquant la stratégie « bande constante » (Figure 5-13). Il apparaît que l'écart du volume de réserve entre le prévu en *H-3/H-1* et le réalisé en *H* est encore plus important par rapport au cas avec la stratégie proportionnelle. En prenant un risque de 1%, la réserve éolienne ne peut être programmée en *H-3* et en *H-1* que dans respectivement 5% et 15% des cas, tandis qu'elle est disponible en temps réel pendant presque 70% du temps. En effet, l'application de la stratégie « bande constante » ne permet pas de faire jouer l'effet de foisonnement et une prévision de la production de chaque ferme individuelle serait nécessaire afin de déduire la réserve totale de la ferme agrégée. Ceci induit ainsi des erreurs de prévision plus grandes et donc une marge plus large pour couvrir ces erreurs. **Il est donc important de noter que même si la stratégie « bande constante » est théoriquement aussi « efficace » que la stratégie proportionnelle lors du placement de réserve instantanée, en pratique, cette première ne profite pas de la réduction des erreurs de prévision due au foisonnement et ne peut ainsi garantir que très peu de réserve programmée avant le temps réel *H*.**



(a) (b)

Figure 5-13. Monotone de la réserve éolienne (programmée et réalisée) avec la stratégie « bande constante » ((a) prévision H-3 ; (b) prévision H-1)

Le Tableau 5-10 montre le volume de réserve moyenne programmé en *H-3/H-1* et réalisé en *H* avec les deux stratégies du placement, calculé à l'aide de l'équation (5.3). Il peut être constaté que le potentiel de la réserve disponible en instantané est relativement important, tandis que peu de réserve éolienne pourra être garantie quelques heures avant, si la qualité de la prévision est insatisfaisante.

	Réserve en H-3 (risque 1%)	Réserve en H-3 (risque 5%)	Réserve en H-1 (risque 1%)	Réserve en H-1 (risque 5%)	Réserve en H
$R_{moyenne}$ $(\%P_{inst})$ (stratégie proportionnelle)	**0,5%**	**1,0%**	**1,0%**	**1,5%**	**2,7%**
$R_{moyenne}$ $(\%P_{inst})$ (stratégie "bande constante")	**0,1%**	**0,7%**	**0,4%**	**1,1%**	**2,7%**

Tableau 5-10. Volume de réserve moyenne (programmé et réalisé) sur la ferme agrégée

Les études sur l'impact de la prévision pourraient encore être affinées. En effet, les erreurs de prévision sont généralement moins importantes pendant les périodes ventées. Il semble donc intéressant de distinguer cette période à forte production de l'ensemble du temps de fonctionnement, car si une grande vitesse du vent est prévue, un intervalle de confiance plus réduit pourra être appliqué pour caractériser la réserve minimale garantie.

Malgré tout, les résultats présentés dans ce paragraphe et dans le paragraphe 5.2.3.3 laissent penser que **la variabilité de la production éolienne a un impact de moindre importance sur la programmation de la réserve devant les marges destinées à couvrir l'erreur de prévision. La mise en œuvre de la participation des éoliennes au réglage primaire de fréquence s'appuie ainsi sur une bonne prédiction de la production.**

En plus de l'amélioration de la méthode de prévision, qui a fait l'objet de nombreux travaux de recherche [ELF08] [KUS09] [BLO11], d'autres pistes semblent également envisageables permettant de minimiser l'impact des erreurs de prévision, par exemple :

- Il serait possible de réduire le délai de préavis du placement de la réserve. En effet, plus la prévision de la production éolienne est précise, plus on est sûr du niveau effectif de la contribution des éoliennes au réglage de fréquence. Des délais courts pour le placement de la réserve permettent donc de mieux connaître le volume de réserve éolienne effectivement disponible. Par contre, ceci suppose que le dispatching soit sollicité au plus proche du temps réel. Il serait donc nécessaire d'étudier le délai de préavis le plus court possible et les moyens de communication à mettre en œuvre.

- On pourrait également prendre un risque plus fort sur la disponibilité de la réserve éolienne en prenant en compte un intervalle de confiance moins « fiable » (ou plus réduit) lors du placement de la réserve. Le degré de fiabilité « admissible » pourrait être défini en comparant avec le taux de défaillance actuel de la réserve primaire

des groupes conventionnels. En d'autres termes, il suffirait que le placement de la réserve sur le parc éolien ne contribue pas à augmenter le risque pour le gestionnaire de réseaux d'être défaillant en réserve primaire au delà de ce qui peut être obtenu lors du placement de la réserve sur les moyens conventionnels.

- La solution qui semble la plus intéressante consiste à réaliser un couplage des éoliennes avec du stockage [CAS11]. Ce dernier pourrait être utilisé dans l'objectif de corriger les erreurs de prévision afin d'améliorer la fiabilité de la réserve éolienne. Selon certaines études dans la littérature, une dimension importante du stockage serait nécessaire pour fournir un tel service [KOE06] [KOE08]. Pour rentabiliser l'investissement, des services multiples devraient être demandés au stockage, tels que le lissage de la production éolienne, la constitution de la réserve primaire à faible vitesse du vent ou la contribution dynamique au réglage de fréquence [DEL10]. Le dimensionnement et la gestion opérationnelle du stockage selon les services potentiellement fournis et les technologies choisies devront être soigneusement étudiés afin d'évaluer la faisabilité et d'estimer les coûts d'investissement.

5.5. Caractérisation de l'énergie réglante

Dans le cadre actuel de la participation au réglage primaire de fréquence, l'énergie réglante primaire de tout groupe participant[27] (sur le réseau métropolitain français) doit être communiquée au gestionnaire du réseau et sera précisée dans le contrat de participation aux services système (signé une fois pour trois ans) [RTE09]. Les exploitants des parcs doivent engager à tout moment les énergies réglantes déclarées de leurs groupes de production. Ainsi, afin de caractériser de manière complète la performance du réglage primaire des éoliennes, à part le volume de réserve qui peut potentiellement être constitué, le niveau d'énergie réglante réalisables sur les fermes doit également être étudié.

5.5.1. Calcul de l'énergie réglante éolienne

5.5.1.1. Energie réglante d'une turbine

La notion d'énergie réglante primaire a été définie dans le chapitre 1 de la présente thèse (cf. 1.5.2). Il est rappelé que l'énergie réglante d'un groupe participant au réglage primaire de fréquence représente la quantité de puissance qu'il peut fournir au système électrique pour une variation de fréquence donnée tant qu'il n'est pas en butée. La caractéristique statique du réglage primaire d'un groupe conventionnel est tracée en Figure 5-14(a). Si l'on définit P_{n_conv} la puissance nominale et δ_{conv} le statisme de ce groupe, son énergie réglante (K_{conv}) autour de la fréquence normale (f_0) sera calculée comme suit :

[27] Il s'agit des groupes conventionnels jusqu'ici.

$$K_{conv} = \frac{P_{n_conv}}{\delta_{conv}.\, f_0} = \frac{P_{l_conv} - P_{0_conv}}{f_0 - f_{min}} \tag{5.7}$$

Avec : P_{l_conv} [MW] : puissance affichée au limiteur du groupe,

P_{0_conv} [MW] : programme de marche du groupe pour la fréquence normale,

f_{min} [Hz] : fréquence minimale autorisée au-dessus de laquelle toute réserve primaire constituée doit être libérée au réseau (fréquence régulée par les gestionnaires de réseaux).

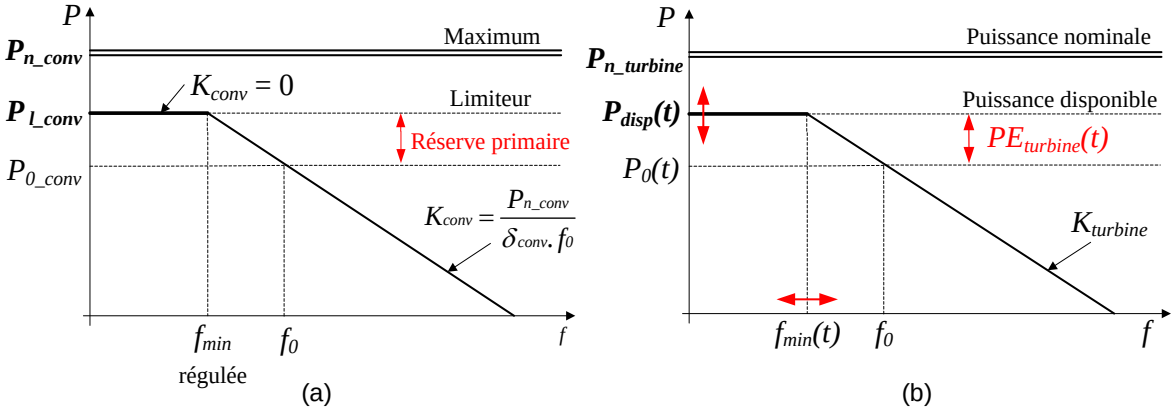


Figure 5-14. Caractéristique statique du réglage primaire de fréquence ((a) groupe conventionnel ; (b) turbine éolienne)

La chaîne du réglage primaire de fréquence implantée dans la boucle de la commande de puissance d'une turbine éolienne est similaire à celle implantée sur les groupes conventionnels (illustrée en Figure 4-10 du chapitre 4). La chaîne étant modélisée en p.u, pour un statisme donné, la pente de la régulation primaire reste alors inchangée pour tout point de fonctionnement de l'éolienne. Par conséquent, d'après la définition générale de l'énergie réglante primaire, l'énergie réglante d'une turbine éolienne ($K_{turbine}$) peut être calculée par l'équation suivante :

$$\boxed{K_{turbine} = \frac{P_{n_turbine}}{\delta_{eol}.\, f_0}} \tag{5.8}$$

Avec : $P_{n_turbine}$ [kW ou MW] : puissance nominale de la turbine,

δ_{eol} : statisme éolien (gain du réglage primaire de l'éolienne).

La caractéristique statique du réglage primaire d'une éolienne est montrée sur la Figure 5-14(b). Par rapport celle des groupes conventionnels, il faudrait noter que comme le productible éolien ($P_{disp}(t)$) est temporellement variable, selon la stratégie du placement de réserve appliquée, la puissance effacée ($PE_{turbine}(t)$) sur la turbine présenterait également une caractéristique intermittente. Cela implique que, pour une pente de régulation (ou une énergie réglante $K_{turbine}$) donnée, la marge fréquentielle sur laquelle la participation de l'éolienne au réglage primaire est effective (f_0 - $f_{min}(t)$) serait également variable a priori, et dépendrait du point de fonctionnement de l'éolienne.

5.5.1.2. Energie réglante d'une ferme

L'énergie réglante d'une ferme est la somme des énergies réglantes des turbines éoliennes au sein de la ferme participant au réglage primaire de fréquence. Certaines hypothèses simplificatrices ont été émises afin de pouvoir caractériser l'énergie réglante d'un parc éolien :

- Il est supposé que toutes les turbines de la ferme sont identiques (avec la même puissance nominale $P_{n_turbine}$) et que le statisme de ces turbines est réglé à la même valeur δ_{eol}. Cette hypothèse doit correspondre à la réalité dans la plupart des cas.

- La maintenance des éoliennes n'est pas prise en compte et toutes les turbines sont supposées fonctionner normalement. En effet, le plan de maintenance d'une ferme est parfaitement prévisible à l'échelle du temps étudié et peut être communiqué aux gestionnaires de réseaux avant le placement de la réserve. Son impact sur l'énergie réglante de la ferme est donc négligé.

- Il est supposé en plus que toutes les turbines raccordées au réseau dont la production n'est pas nulle contribuent à la réserve primaire, i.e. le volume de réserve de la ferme est réparti sur l'ensemble des turbines raccordées.

- Toutes les turbines au sein de la ferme sont supposées raccordées au réseau. En effet, en absence des problèmes techniques et de maintenance, on peut considérer qu'aucune éolienne n'est à l'arrêt à partir d'une production de la ferme de l'ordre de 0,1-0,2 p.u.

En se basant sur ces hypothèses, l'énergie réglante d'une ferme comportant N_T turbines peut être calculée par l'équation (5.9) :

$$\boxed{K_{ferme} = N_T.\frac{P_{n_turbine}}{\delta_{eol}.\,f_0} = \frac{P_{n_ferme}}{\delta_{eol}.\,f_0}} \qquad (5.9)$$

Avec : P_{n_ferme} [MW] : puissance nominale de la ferme considérée.

En faisant une simple application numérique sur les équations (5.8) et (5.9), on peut déduire que pour une turbine de 2 MW dont le statisme est réglé à 4%, son énergie réglante vaut $K_{turbine} = \frac{2\text{MW}}{0.04 \times 50\text{Hz}} = 1\text{MW/Hz}$. Si une ferme contient 20 turbines de ce genre, l'énergie réglante que peut proposer cette ferme est donc $K_{ferme} = 20.K_{turbine} = 20$ MW/Hz.

Il faut noter que l'hypothèse de la participation de toutes les éoliennes à tout moment au réglage primaire de fréquence reste discutable, notamment en cas de faible vitesse du vent. Il semble ainsi intéressant de faire une analyse statistique avec les données plus précises au niveau des turbines de manière à caractériser l'éventuelle variabilité du nombre de turbines capables de participer au réglage primaire en pratique. Néanmoins, la contribution d'une ferme à la réserve ne serait pas nécessaire quand sa production est relativement faible. En

plus, dans cette situation, le volume de réserve qui peut être placé sur la ferme serait négligeable et la diminution éventuelle de l'énergie réglante de la ferme ne devrait pas poser de problème aux gestionnaires de réseaux. Dans ce sens, l'hypothèse émise ne semble donc pas très forte non plus.

5.5.2. Détermination du statisme éolien

5.5.2.1. Calcul de l'énergie réglante minimale requise d'une ferme

Dans le système électrique de l'ENSTO-E, afin de maintenir la fréquence en régime quasi-permanent après un incident dans la marge de sécurité acceptable, les gestionnaires de réseau demandent que tout volume de réserve primaire soit libéré sur un écart de fréquence maximal régulé (Δf_{ref}). L'énergie réglante minimale requise sur l'ensemble du système peut alors être déduite en divisant le minimum requis de réserve primaire par l'écart de fréquence maximal autorisé (Δf_{ref})[28].

La participation des éoliennes au réglage primaire de fréquence offrira une autre alternative aux gestionnaires de réseau lors du placement de la réserve. Une partie de la réserve primaire serait alors distribuée sur les turbines éoliennes. Pour que l'énergie réglante minimale requise du système électrique soit toujours respectée, il suffit que les fermes éoliennes soient capables d'injecter au réseau la totalité de la puissance effacée ($PE_{ferme}(t)$) sur un écart de fréquence au maximum égal à Δf_{ref}. Dans ce cas, l'énergie réglante globale du système ne sera pas dégradée si le volume total de réserve primaire reste inchangé. En d'autres termes, il faut que l'énergie réglante réalisée sur les fermes éoliennes participantes soit au moins supérieure à sa valeur minimale requise $K_{ferme_req}(t)$, qui vaut :

$$K_{ferme_req}(t) = \frac{PE_{ferme}(t)}{\Delta f_{ref}} \tag{5.10}$$

Quand la stratégie proportionnelle est appliquée, une proportion (1-α) du productible de la ferme $P_{disp}(t)$ est gardée en tant que réserve. La puissance effacée de la ferme est donc proportionnelle à sa puissance instantanée (Figure 5-15(a)) :

$$PE_{ferme}(t) = (1-\alpha).P_{disp}(t) \tag{5.11}$$

En ramenant l'équation (5.11) dans (5.10), on peut déduire l'énergie réglante minimale requise d'une ferme éolienne lors de l'application de la stratégie proportionnelle pour le placement de la réserve :

$$\boxed{K_{ferme_req}(t) = \frac{(1-\alpha).P_{disp}(t)}{\Delta f_{ref}}} \quad \text{(stratégie proportionnelle)} \tag{5.12}$$

[28] Par exemple, pour le réseau UCTE, il est demandé que l'écart de fréquence en régime quasi-permanent ne dépasse pas 200 mHz après l'incident le plus critique, soit la perte simultanée de deux tranches nucléaires N4 de 3000 MW. L'énergie réglante minimale requise du parc de production dans la zone UCTE est donc de 15000 MW/Hz (=3000 MW/0,2 Hz).

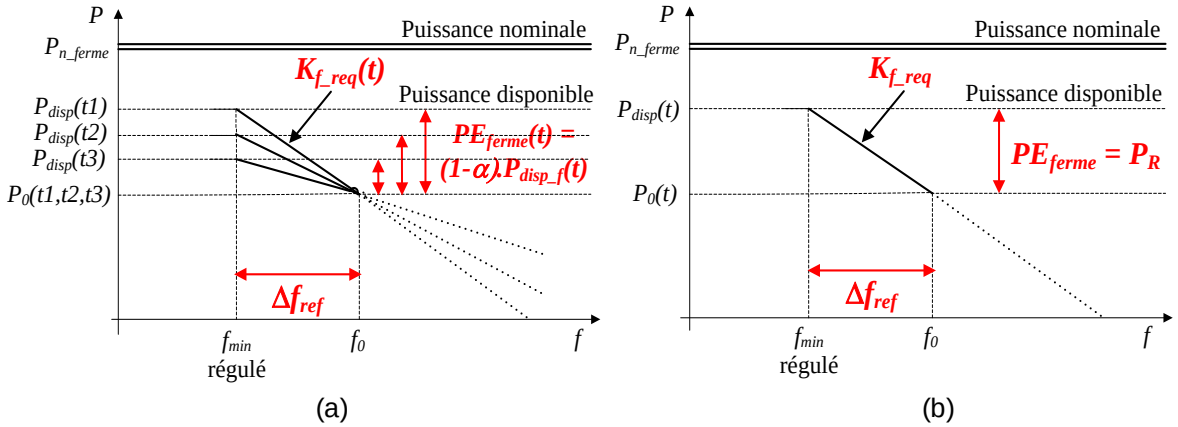


Figure 5-15. Caractérisation de l'énergie réglante minimale requise ((a) application de la stratégie proportionnelle ; (b) application de la stratégie « bande constante »)

Quand la réserve éolienne est constituée avec la stratégie « bande constante », la puissance effacée est une constante ($PE_{ferme} = P_R$). Dans ce cas, l'énergie réglante minimale requise de la ferme devient aussi constante et ne dépend plus du point de fonctionnement des éoliennes (Figure 5-15(b)) :

$$\boxed{K_{ferme_req} = \frac{P_R}{\Delta f_{ref}}} \quad \text{(stratégie « bande constante »)} \tag{5.13}$$

5.5.2.2. Plage de réglage du statisme éolien

Afin de s'assurer que la participation des éoliennes au réglage primaire ne conduit pas à une dégradation de l'énergie réglante globale du système, la valeur maximale du statisme éolien (δ_{eol}) appliquée dans une ferme doit rendre l'énergie réglante de la ferme (K_{ferme}) supérieure à sa valeur minimale requise (K_{ferme_req}) à n'importe quel moment.

En cas d'application de la stratégie proportionnelle, le statisme éolien maximal acceptable peut être déduit à l'aide des équations (5.9) et (5.12). En effet, il faut :

$$K_{ferme} \geq K_{ferme_req}(t) \Rightarrow \frac{P_{n_ferme}}{\delta_{eol}.\, f_0} \geq \frac{(1-\alpha).P_{disp}(t)}{\Delta f_{ref}}, \forall t \tag{5.14}$$

D'où :

$$\frac{P_{n_ferme}}{\delta_{eol}.\, f_0} \geq \underset{t}{MAX}\left(\frac{(1-\alpha).P_{disp}(t)}{\Delta f_{ref}}\right) = \frac{(1-\alpha).P_{n_ferme}}{\Delta f_{ref}} \tag{5.15}$$

On a alors :

$$\boxed{\delta_{eol} \leq \frac{\Delta f_{ref}}{(1-\alpha).\, f_0}} \quad \text{(stratégie proportionnelle)} \tag{5.16}$$

De manière similaire, en appliquant les équations (5.9) et (5.13), on peut calculer la valeur maximale admissible du statisme éolien lorsque de la réserve est placée avec la stratégie « bande constante » :

$$K_{ferme} \geq K_{ferme_req} \Rightarrow \frac{P_{n_ferme}}{\delta_{eol}.\, f_0} \geq \frac{P_R}{\Delta f_{ref}} \tag{5.17}$$

Donc :

$$\boxed{\delta_{eol} \leq \frac{\Delta f_{ref}.P_{n_ferme}}{f_0.P_R} = \frac{\Delta f_{ref}}{f_0.P_{R_pu}}} \quad \text{(stratégie « bande constante »)} \tag{5.18}$$

Avec : P_{R_pu} : demi-bande de réserve exprimée en p.u dans la base de la puissance nominale de la ferme.

Les équations (5.16) et (5.18) permettent de montrer que le statisme maximal qui peut être implanté dans la chaîne du réglage primaire des éoliennes dépend uniquement de la stratégie du placement de réserve et de l'écart de fréquence régulé (Δf_{ref}) sur lequel la totalité de la puissance effacée doit être libérée.

Pour faire une application numérique, il faut connaître la valeur de Δf_{ref}. Cette valeur est fixée à 200 mHz sur le réseau synchrone de l'ENSTO-E [UCT04-2]. Par contre, l'exigence d'une faible valeur de Δf_{ref} n'est pas demandée sur les réseaux insulaires qui comportent généralement peu de production installée. Cette grandeur est donc estimée en prenant l'exemple du réseau de Guadeloupe. En effet, l'essentiel de la réserve primaire constituée sur l'île est placé sur les groupes charbon-bagasse, dont l'énergie réglante vaut 12,8 MW/Hz, et sur les groupes Diesel, dont l'énergie réglante unitaire est de l'ordre de 8,4 MW/Hz. En général, 4 MW de réserve primaire sont placés sur chaque groupe charbon-bagasse et 3-4 MW de réserve sont constitués sur chaque groupe Diesel. Par conséquent, une grande partie de la réserve primaire sur le réseau peut être libérée sur un écart de fréquence d'environ 400 mHz. On considère alors que Δf_{ref} est approximativement égal à 400 mHz sur le réseau de Guadeloupe.

La prise en compte d'un effacement de 10% du productible éolien avec la stratégie proportionnelle et de 5% de la puissance installée avec la stratégie « bande constante » (paramètres précédemment utilisés) conduit aux résultats de calcul présentés au Tableau 5-11. Ces résultats ont été obtenus en employant les équations (5.16) et (5.18) et permettent de caractériser le statisme éolien maximal applicable sur le réseau métropolitain et le réseau de Guadeloupe pour les deux stratégies du placement de réserve.

	Réseau ENSTO-E	Réseau de Guadeloupe
Δf_{ref}	200 mHz	400 mHz
Stratégie proportionnelle (α=0,9)	$\delta_{eol} \leq 4\%$	$\delta_{eol} \leq 8\%$
Stratégie « bande constante » (P_{R_pu}=0,05)	$\delta_{eol} \leq 8\%$	$\delta_{eol} \leq 16\%$

Tableau 5-11. Calcul de la valeur maximale acceptable du statisme éolien

Afin d'identifier la plage de réglage du statisme éolien, il faut également connaître sa valeur minimale possible. D'après les expériences avec les groupes de production conventionnels, l'application d'un statisme très faible pourrait entraîner des problèmes de stabilité des groupes, des sur-sollicitations des matériels ainsi que des oscillations intergroupes en cas de variation de fréquence. Ces phénomènes restent encore à surveiller en pratique, en cas de participation des éoliennes au réglage primaire de fréquence, afin de vérifier si les mêmes problèmes apparaîtront aussi sur les éoliennes.

Dans la littérature, certaines études ont souligné que l'implantation d'un petit statisme éolien (ex : 3,5%) conduit à une instabilité du modèle éolien et un disfonctionnement du réglage de fréquence [CON08]. Cependant, ces études ont été basées sur des modèles et des hypothèses très spécifiques et ne permettent pas d'en tirer des conclusions générales. Dans le cadre de la thèse, aucun phénomène indésirable n'a été constaté sur le réseau de Guadeloupe quand des statismes éoliens de 3-4% ont été appliqués et les simulations dynamiques ont montré le fonctionnement normal des éoliennes et le réglage correct de fréquence dans ces cas. Il est ainsi proposé d'identifier le statisme éolien minimal acceptable au cas par cas. Par exemple, sur le réseau de Guadeloupe, une réserve équivalente à 10% du productible éolien et un statisme réglable entre 4% et 8% pourraient être exigés aux nouvelles fermes éoliennes qui y seront installées.

5.6. Conclusion

Le présent chapitre a permis de caractériser le potentiel du placement de la réserve sur les éoliennes à l'échelle du système électrique ainsi que la « fiabilité » du réglage primaire fourni par les producteurs éoliens.

L'impact de la variabilité du productible sur le volume de la réserve éolienne instantanée disponible a été d'abord évalué. En effet, seule la réserve primaire pouvant être maintenue pendant au moins 15 minutes peut être considérée comme réserve « effective » par les gestionnaires de réseau. Cela implique qu'une partie de la puissance éolienne effacée serait « perdue » pour couvrir la variabilité du productible. Il a été montré, par études statistiques, que, bien que fortement variable au cours du temps, la production éolienne offre un gisement potentiel de réserve instantanée disponible non négligeable.

Deux stratégies du placement de réserve ont été étudiées, qui sont respectivement la stratégie « proportionnelle » (affectation d'une proportion du productible) et la stratégie « bande constante » (affectation d'un volume constant). Une méthodologie pour comparer les deux stratégies a été proposée et appliquée sur les données du productible éolien du réseau de Guadeloupe. Il a été trouvé que les deux stratégies du placement permettent de constituer autant de réserve instantanée disponible à l'échelle de quelques fermes en effaçant la même quantité de production éolienne, peu importe que la réserve soit affectée sur l'ensemble de la période de fonctionnement des fermes ou uniquement sur la période « nécessaire » de participation au réglage primaire. L'intérêt d'une combinaison des stratégies du placement a également été illustré, car cela permet d'améliorer davantage l'efficacité du placement de la réserve.

Il a été souligné que les résultats obtenus, en particulier les chiffres calculés, dépendent fortement du régime du vent du réseau étudié. Etant donné que les études statistiques ont été menées avec un nombre limité de données (relevé de production sur une période de 3 mois) et sur un réseau spécifique (réseau de Guadeloupe), certaines conclusions ne pourraient pas être généralisées et directement exploitées pour un autre système électrique. Par contre, les méthodes proposées sont reproductibles.

L'imprévisibilité de la production éolienne a été ensuite prise en compte dans la mise en pratique du réglage primaire des éoliennes. Un grand écart entre le volume de réserve prévu en *H-1*/*H-3* et le volume disponible en temps réel a été constaté, dû aux erreurs de prévision importantes de la production éolienne sur les réseaux insulaires. Par contre, il faudrait noter que les études ont été basées sur la considération de la plus mauvaise méthode de prévision (méthode par persistance) et nécessiteraient ainsi d'être révisées en pratique. Les résultats présentés ont permis de révéler que la variabilité de la production éolienne a un impact de second ordre sur la programmation de la réserve devant l'erreur de prévision (nécessité de marges relativement importantes pour la couvrir). Une mise en œuvre efficace de la participation des éoliennes au réglage primaire de fréquence devrait donc se reposer sur une bonne prédiction de la production. Le couplage des éoliennes avec du stockage serait une perspective intéressante pour réduire les erreurs de prévision et améliorer la fiabilité de la réserve éolienne. Pourtant, le dimensionnement et la gestion du stockage restent à précisée.

Les énergies réglantes d'une turbine et d'une ferme éolienne ont été définies et calculées dans la dernière partie de ce chapitre. Il a été montré en plus que le statisme éolien doit être correctement choisi pour que, d'une part, la participation des éoliennes au réglage primaire ne conduise pas à une dégradation de l'énergie réglante globale de l'ensemble du parc de production, et d'autre part, la stabilité propre des éoliennes ne soit pas abîmée. La plage de réglage possible du statisme éolien a été analysée. Les résultats peuvent être utilisés pour caractériser le niveau d'énergie réglante réalisable par des fermes éoliennes.

Conclusion générale

L'objectif initial des présents travaux était d'évaluer la performance et la fiabilité des réglages de fréquence fournis par les éoliennes à l'échelle du système électrique. A l'issue de ce mémoire, nous souhaitons mettre l'accent sur les principales contributions amenées par ces recherches à l'étude de la problématique de l'intégration de la production éolienne dans les réseaux électriques.

En premier lieu, nous avons donné des éclairages sur la **nécessité de la participation** des éoliennes à la régulation de fréquence au-delà d'un taux de pénétration limite. Dans notre travail, les impacts de l'intégration des éoliennes sur le réglage primaire de fréquence ont été caractérisés en fonction de leur taux de pénétration instantané. Il a été montré que, même si la contribution des éoliennes au réglage de fréquence serait difficile à justifier économiquement, d'un point de vue du gestionnaire de réseau, elle est techniquement indispensable pour le maintien du niveau de sûreté du système électrique à partir d'un certain **taux de pénétration « critique »**. L'approche proposée pour identifier les taux critiques statiques et dynamiques de la production éolienne, appliquée sur l'étude de cas du réseau de Guadeloupe, peut être employée plus largement aux autres systèmes électriques faibles pour caractériser les limites d'intégration de la production renouvelable passive.

Le travail a ensuite été mené afin de construire un modèle d'éolienne à vitesse variable et de concevoir une loi de commande associée pour des études dynamiques. Les commandes classiquement employées permettant aux éoliennes de produire leur puissance maximale disponible ne sont plus exploitables quand de la réserve est exigée. Deux **commandes de la vitesse adaptées**, dont la première est basée sur la linéarisation autour d'un point de fonctionnement et la deuxième basée sur l'inversion du modèle, ont été développées et comparées. Il a été montré par simulations dynamiques que la deuxième commande s'avérait plus pertinente dans la cadre de la participation des éoliennes au réglage de fréquence, car elle a permis à l'éolienne de fonctionner en mode « réserve » pour toutes les vitesses du vent tout en présentant une simplicité d'implémentation.

Deux réglages de fréquence des éoliennes ont ensuite été étudiés en connaissant leur modèle dynamique. Le **réglage de l'inertie synthétique** a suscité un grand intérêt depuis ces dernières années, comme sa mise en place n'exige pas une dégradation de la production éolienne. La faisabilité technique de ce réglage étant établie par les travaux précédents, nous nous sommes intéressés par l'étude de sa **performance dynamique** afin d'évaluer sa valeur pour le système. Les facteurs clés pouvant impacter la performance de

l'inertie synthétique ont été identifiés et sont respectivement le point de fonctionnement des turbines, le gain du contrôleur et la valeur admissible de la variation temporelle de la puissance éolienne. L'influence de ces facteurs a été précisée en caractérisant le comportement dynamique des éoliennes ainsi que la contribution de l'inertie synthétique à la réduction du creux de fréquence en cas d'incident pour différents points de fonctionnement éoliens et avec des paramètres variés du contrôleur.

Le **réglage primaire des éoliennes** a également été implanté en imposant aux turbines de respecter une droite de statisme lors d'injection de la réserve constituée. La capacité des éoliennes de libérer très rapidement leur puissance de réserve a été démontrée par simulations dynamiques. Le potentiel de la **combinaison du réglage primaire avec l'inertie synthétique** a été exploré. L'intérêt de cette combinaison a été souligné notamment dans le cas le plus courant du fonctionnement des éoliennes en charge partielle.

Les études dynamiques, qui se focalisent sur les premières dizaines de secondes après un incident, ne sont pas suffisantes pour caractériser la valeur de la réserve éolienne, qui est de nature intermittente comme le productible, pour le système global. Ces études ont alors été complétées dans la dernière partie de la thèse par des **analyses statistiques originales**, ayant pour objectif d'évaluer le potentiel éolien de fourniture du réglage primaire de fréquence qui se conforme aux exigences des gestionnaires de réseaux, notamment en termes de temps de maintien de la réserve primaire et d'énergie réglante.

Deux stratégies du placement de réserve, basées sur l'affectation respective d'une puissance effacée proportionnelle du productible et d'une puissance effacée constante, ont été définies et étudiées. Une méthodologie de comparaison a été proposée et conduit à révéler l'**équivalence des deux stratégies du placement** en termes d'efficacité. De plus, l'impact de la variabilité et de l'imprévisibilité du productible sur le volume de la réserve instantanée disponible et de la réserve préalablement programmée a été caractérisé à l'échelle de quelques fermes. Les résultats ont permis d'exposer le **potentiel non négligeable de la réserve éolienne instantanée** ainsi que l'**importance d'une bonne prédiction** de la production pour la mise en œuvre du réglage primaire des éoliennes. Au final, l'énergie réglante d'une turbine et d'une ferme éolienne a été calculée. Un critère de choix a également été proposé afin de caractériser la **plage de réglage admissible** du statisme éolien pour les deux stratégies du placement étudiées.

En se basant sur les travaux existants concernant la proposition des solutions permettant aux éoliennes de participer au réglage de fréquence, la présente thèse a contribué à apporter des originalités notamment en matière de réflexions sur la caractérisation de la performance et de la fiabilité du service rendu d'un point de vue du système électrique. Ces travaux conduisent à plusieurs points restant à explorer ou approfondir en **perspective** :

- Les taux de pénétration critiques de la production éolienne ont été identifiés dans la thèse en considérant la situation la plus contraignante au regard du réglage de fréquence (consommation minimale avec le moindre de groupes raccordés), ce qui

permet de se couvrir contre toute incertitude mais conduirait aux résultats plutôt pessimistes, étant donné que la probabilité d'apparition du « pire cas » est relativement faible. La nécessité de la participation des éoliennes au réglage de fréquence mériterait alors d'être caractérisée plus explicitement en précisant par exemple les taux instantanés critiques correspondant à tous les niveaux de consommation.

- De plus, nous avons étudié l'impact de la variabilité de la production éolienne sur le dimensionnement de la réserve primaire dans les réseaux insulaires en prenant en compte la règle « N-1 » actuelle. Cette règle, définie en se basant sur le fait que l'occurrence de la perte simultanée de deux unités de production est presque négligeable, nécessite d'être revue en cas de forte production éolienne. En effet, la variation du productible sur la durée 15 minutes du réglage primaire de fréquence après le déclenchement d'un groupe de production conduit à un nouveau type d'aléa qui pourrait être plus important que l'aléa dimensionnant type « N-1 ». Une caractérisation statistique de cet aléa « inconnu » semblerait essentielle pour aider à réfléchir sur la définition éventuelle des nouvelles réglementations de gestion du réseau du futur.

- En outre, les résultats de simulation obtenus à l'aide des logiciels de simulation dynamique ne sont valables que dans une mesure limitée. Pourtant, pour des raisons de sécurité et du coût important, il n'est pas réaliste non plus de faire des essais sur un réseau réel. Il serait donc intéressant de vérifier la validité des résultats en passant par une étape intermédiaire sur un simulateur temps réel de réseau électrique. L'idée est d'implémenter les réglages sur un émulateur éolien interfacé au réseau simulé en temps réel via un amplificateur de puissance réversible. En s'appuyant sur le travail d'un post-doctorant, la mise en œuvre expérimentale des réglages de fréquence des éoliennes est en cours sur la plateforme « Energies Réparties » du L2EP (cf. annexe 6).

- Enfin, les résultats présentés dans le chapitre 5 ont été obtenus en analysant des données très restreintes d'un point de vue statistique et ne permettent que de dégager des tendances. L'application d'une approche probabiliste présente un grand intérêt pour caractériser le potentiel et la valeur des réglages de fréquence des éoliennes en pratique. Ce travail mériterait donc d'être approfondi en appliquant les méthodologies proposées sur des données plus larges et plus précises afin d'obtenir des résultats reflétant mieux la réalité. Un affinage de l'étude serait également intéressant en considérant par exemple la répartition de la puissance de réserve au niveau des turbines à l'intérieur des fermes et l'agrégation de l'inertie synthétique fournie par le parc éolien global.

Références bibliographiques

A

[ABO06] A. Abo-Khalil, D. Lee, « Dynamic modeling and control of wind turbines for grid-connected Wind generation system », IEEE Power Electronics Specialists Conference (PESC), Jeju, Corée du Sud, 18-22 juin 2006.

[ACK05] T. Ackermann, « Wind Power in Power Systems », John Wiley & Sons, Chichester, 2005.

[ADE12] Site de l'ADEME du suivi de production de l'éolien en France : www.suivi-eolien.com (dernière consultation le 30/09/2012).

[AHM10] A. Ahmidi, « Participation de parcs de production éolienne au réglage de la tension et de la puissance réactive dans les réseaux électriques », *thèse de doctorat préparée au L2EP Ecole Centrale de Lille*, soutenue à Lille, France, 16 décembre 2010.

[AKH07] V. Akhmatov, « Induction generators for wind power », Multi-Science Publishing Co. Ltd, ISBN 0906522 404, juin 2007.

[ALM05] R.G. de Almeida et J.A.P. Lopes, « Primary frequency control participation provided by doubly fed induction wind generators », 15ième PSCC, Liege, Belgique, 22-26 août 2005.

[ALM07] R.G. de Almeida et J.A.P. Lopes, « Participation of doubly fed induction wind generators in system frequency regulation », *IEEE Trans. Power Systems*, tome 22, n° 3, pages 944-950, 2007.

[ARR08] Arrêté du 23 avril 2008. « Prescriptions technique de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau de transport d'électricité d'une installation de production d'énergie électrique » ; « Prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique », 2008, disponible en ligne : www.legifrance.gouv.fr.

[AZM05] A.M. Azmy, I. Erlich, « Impact of distributed generation on the stability of electrical power system », IEEE PES General Meeting, San Francisco, CA, USA, 12-16 juin 2005.

B

[BAD12] R. Badeau, C. Potier et F. Rossi, « Interpolation par splines cubiques », Télécom ParisTech, disponible en ligne : http://www.needocs.com/ (dernière consultation le 23/08/2012).

[BAY09] H. Bayem, « Apport des méthodes probabilistes aux études d'insertion des énergies renouvelables dans les systèmes électriques », *thèse de doctorat préparée à Supélec*, soutenue à Gif-sur-Yvette, France, 23 novembre 2009.

[BLO11] R. Blonbou, S. Monjoly et J-F. Dorville, « An adaptive short-term prediction scheme for wind energy storage management », *Energy Conversion and Management*, tome 52, n°6, pages 2412-2416, juin 2011.

[BRI11] J. Brisebois et N. Aubut, « Wind farm inertia emulation to fulfill Hydro-Québec's specific need », 2011 IEEE PES General Meeting, Detroit, Michigan, Etats-unis, 24-28 juillet 2011.

[BUR01] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins, E. Bossanyi, « Wind Energy Handbook », Chichester : Wiley, 2011, pages 484-485.

C

[CAM03] H. Camblong, « Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs à vitesse variable », *thèse de doctorat préparée à l'ENSAM centre de Bordeaux*, soutenue à Bordeaux, France, 18 décembre 2003.

[CAS11] E.D. Castronuovo, R. Bessa et J. Lugaro, « Wind-storage coordination in electricity markets: the case of Portugal », présenté au Workshop 29/06/2011 du projet ANEMOS.plus, Paris, 2011, disponible en ligne : https://www.anemos-plus.eu/.

[CHA08] L.R. Chang-Chien, C.M. Huang et Y.C. Yin, « Dynamic reserve allocation for system contingency by DFIG wind farms », *IEEE Trans. Power Systems*, tome 23, n°2, pages 729-736, 2008.

[CHA09] L.R. Chang-Chien et Y.C. Yin, « Strategies for operating wind power in a similar manner of conventional power plants », *IEEE Trans. Energy Conversion*, tome 24, n°4, pages 926-934, 2009.

[CLA10] K. Clark, N.W. Miller, J.J. Sanchez-Gasca, « Modeling of GE wind turbine-generators for grid studies », 16 avril 2010, disponible en ligne : http://www.ge-energy.com.

[CON08] J.F. Conroy et R. Watson, « Frequncy response capability of full converter wind turbine generators in comparison to conventional generation », *IEEE Trans. Power Systems*, tome 23, n°2, pages 649-656, 2008.

[COU08] V. Courtecuisse, « Supervision d'une centrale multisources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique », *thèse de doctorat préparée au L2EP ENSAM*, soutenue à Lille, France, 20 novembre 2008.

[COU12] P. Courtiade, « Les énergies renouvelables », présenté au Conseil Général de la Martinique, 7 mai 2012, disponible en ligne : http://www.cg972.fr/site/html/.

[CRE10] Commission de Régulation de l'Energie, « Cahier des charges de l'appel d'offres n° 332689-2010-FR portant sur des installations éoliennes terrestres de production d'électricité en Corse,

Guadeloupe, Guyane, Martinique, à La Réunion, à Saint-Barthélemy et à Saint-Martin », publié le 9 novembre 2010.

D

[DAN11] L.C. Dangelmaier, « System frequency performance of the Hawaii electric light system », 2011 IEEE PES general meeting, Detroit, Michigan, Etats-unis, 24-28 juillet 2011.

[DEL10] G. Delille, « Contribution du stockage à la gestion avancée des systèmes électriques, approches organisationnelles et technico-économiques dans les réseaux de distribution », *thèse de doctorat préparée au L2EP Ecole Centrale de Lille*, soutenue à Lille, France, 18 novembre 2010.

[DOH05] R. Doherty, M. O'Malley, « A new approach to quantify reserve demande in systems with significant installed wind capacity », *IEEE Trans. Power Systems*, tome 20, n°2, pages 587-595, mai 2005.

[DOH10] R. Doherty, A. Mullane, G.L. Nolan, D.J. Burke, A. Bryson et M. O'Malley, « An assessment of the impact of wind generation on system frequency control », *IEEE Trans. Power Systems*, tome 25, n° 1, pages 452-460, février 2010.

[DOM10] M.T. Do, J. Sprooten, S. Clénet, B. Robyns, « Influence of wind production on power system reliability », IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference, Gothenburg, Suède, 11-13 octobre 2010.

[DUV09] J. Duval et B. Meyer, « Frequency behavior of grid with high penetration rate of wind generation », IEEE Power Tech Conference, Bucharest, Roumanie, 28 juin – 2 juillet 2009.

E

[EDF09] EDF R&D, « Insertion de l'éolien dans les réseaux : d'un aléa pour le système électrique à une ressource contrôlable », livret publié au Printemps de la Recherche, EDF R&D, 2009.

[EIR11] EirGrid, « EirGrid Grid Code », version 4.0, décembre 2011, disponible en ligne : www.eirgrid.com.

[EKA03] J.B. Ekanayake, L. Holdsworth et N. Jenkins, « Control of DFIG Wind Turbines », *Power Engineer*, tome 17, n°2, pages 28-32, 2003.

[EKA04] J.B. Ekanayake et N. Jenkins, « Comparison of the response of doubly fed and fixed speed induction generator wind turbines to changes in network frequency », *IEEE Trans. Energy Conversion*, tome 19, n° 4, pages 800-802, décembre 2004.

[ELA03] S. El Aimani, B. François, B. Robyns, F. Minne, « Modeling and simulation of doubly fed induction generators for variable speed wind turbines integrated in a distribution network », EPE 2003, Toulouse, France, 2-4 septembre 2003.

[ELA04] S. El Aimani, « Modélisation de différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension », *thèse de doctorat préparée dans le laboratoire L2EP de l'Ecole Centrale de Lille*, soutenue à Lille, France, 06 décembre 2004.

[ELF08] T.H.M. EL-Fouly, E.F. EL-Saadany et M.M.A. Salama, « One day ahead prediction of wind speed and direction », *IEEE Trans. Energy conversion*, tome 23, n°1, pages 191-201, mars 2008.

[ELI11] S. EL Itani, U.D. Annakkage et G. Joos, « Short-term frequency support utilizing inertial response of DFIG wind turbines », 2011 PES General Meeting, Detroit, Michigan, USA, 24-28 juillet 2011.

[ENE04-1] Energinet, « Wind Turbine Connected to Grids with Voltage Below 100 kV », Technical Regulation TF 3.2.6, mai 2004.

[ENE04-2] Energinet, « Wind Turbine Connected to Grids with Voltage Above 100 kV », Technical Regulation TF 3.2.5, décembre 2004.

[ENE12] Site du constructeur éolien allemand ENERCON : www.enercon.de (dernière consultation le 23/08/2012).

[ERL06] I. Erlich, K. Rensch et F. Shewarega, « Impact of large wind power generation on frequency stability », 2006 IEEE PES General Meeting, Montreal, Québec, Canada, 18-22 juin 2006.

[EST07] A. Estanqueiro, F.D. Jesus, J. Ricardo, A.D. Santos et J.A. Lopes, « Barriers (and solutions…) to very high wind penetration in power systems: the Iberian case study », présenté au séminaire « Tradewind UCTE », Berlin, Allemagne, 6 décembre 2007.

[EUR01] Journal officiel des communautés européennes, « Directive 2001/77/CE du Parlement Européen et du Conseil relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité », 2001.

[EUR12] Site Internet du logiciel Eurostag : www.eurostag.be (dernière consultation le 14/05/2012).

[EWE09] European Wind Energy Association, « The Economics of Wind Energy », mars 2009, disponible en ligne : www.ewea.org.

$\mathcal{F}$

[FRA02] J-L. Fraisse, « Le raccordement de la production décentralisée en HTA et en BT », *Revue de l'électricité et de l'électronique*, n°7, pages 34-46, juillet 2002.

$\mathcal{H}$

[HAN05] M.H. Hansen, A. Hansen, T.J. Larsen, S. Øye, P. Sørenson et P. Fuglsang, « Control design for a pitch-regulated, variable speed wind turbine », *Technical report*, Risø National Laboratory, 2005.

[HAN06] A. Hansen, P. Sorensen, F. Iov et F. Blaabjerg, « Centralised power control of wind farm with doubly fed induction generators », *Renewable Energy*, tome 31, n°7, pages 935-951, juin 2006.

I

[IEE93] IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance, « Load representation for dynamic performance analysis », *IEEE Trans. Power Systems*, tome 8, n°2, pages 472-482, mai 1993.

J

[JAL10] V. Jalili-Marandi, L.F. Pak et V. Dinavahi, « Real-time simulation of grid-connected wind farms using physical aggregation », *IEEE Trans. Industrial Electronics*, tome 57, n°9, pages 3010-3021, septembre 2010.

[JOH10] A. Johnson, « Grid code frequency response working group requirements for system inertia », système technical performance, National Grid, 10 septembre 2010, disponible en ligne : www.nationalgrid.com.

K

[KAN09] F.D. Kanellos et N.D. Hatziargyriou, « Control of variable speed wind turbines equipped with synchronous or doubly fed induction generators supplying islanded power systems », *IET Renewable Power Generation*, tome 3, n°1, pages 96-108, 2009.

[KAY09] M. Kayikçi et J.V. Milanovic, « Dynamic contribution of DFIG-based wind plants to system frequency disturbances », *IEEE Trans. Power Systems*, tome 24, n° 2, pages 859-867, 2009.

[KEU09] P.K. Keung, P. Li, H. Banakar et B.T. Ooi, « Kinetic energy of wind turbine generators for system frequency support », *IEEE Trans. Power Systems*, tome 24, n°1, pages 279-287, 2009.

[KHE09] N. Khezami, X. Guillaud, N. Benhadj Braiek, « Multimodel LQ controller design for variable-speed and variable pitch wind turbines at high wind speeds », International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices, Djerba, Tunisie, 23-26 mars, 2009.

[KHE10] N. Khezami, N. Benhadj Braiek, X. Guillaud, « Wind turbine power tracking using an improved multimodel quadratic approach », *ISA transactions*, tome 49, n°3, pages 326-334, juillet 2010.

[KHE11] N. Khezami, « Commande multimodèle optimale des éoliennes : application à la participation des éoliennes au réglage de la fréquence », *thèse de doctorat préparée en cotutelle dans le Laboratoire L2EP à l'École Centrale de Lille et l'Unité de Recherche LECAP à l'École Polytechnique de Tunisie*, soutenue à Lille, France, le 17 octobre 2011.

[KOE06] G. Koeppel et M. Korpas, « Increasing the network in-feed accuracy of wind turbines with energy storage devices », 6th Word Energy System Conference, Torino, Italie, 10-12 juillet, 2006.

[KOE08] G. Koeppel et M. Korpas, « Improving the network infeed accuracy of non-dispatchable generators with energy storage devices », *Electric Power Systems Research*, tome 78, n°12, pages 2024-2036, décembre 2008.

[KUN94] P. Kundur, « Power system stability and control », Electric Power Research Institute, Power System Engineering Series, ISBN 080780359588X, McGraw-Hill, 1994.

[KUS09] A. Kusiak, H. Zheng et Z. Song, « Short-term prediction of wind farm power : a data mining approach », *IEEE Trans. Energy Conversion*, tome 24, n°1, pages 125-136, mars 2009.

L

[LAV05] N. Laverdure, « Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires », *thèse de doctorat préparée au Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble*, soutenue à Grenoble, France, 9 décembre 2005.

M

[MAH10] H.T. Ma and B.H. Chowdhury, « Working towards frequency regulation with wind plants: combined control approaches », *IET Renewable Power Generation*, tome 4, n°4, pages 308-316, 2010.

[MAR09] D. Marin, « Intégration des éoliennes dans les réseaux électriques insulaires », *thèse de doctorat préparée au L2EP Ecole Centrale de Lille*, soutenue à Lille, France, 22 avril 2009.

[MAU09] J.M. Mauricio, A. Marano, A, Gomez-Exposito et J.L. Martinez Ramos, « Frequency regulation contribution through variable-speed wind energy conversion systems », *IEEE Trans. Power Systems*, tome 24, n°1, pages 173-180, février 2009.

[MIL10] N. Miller, K. Clark et M. Lei, « Impact of frequency responsive wind plant controls on grid performance », 9th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, Québec, Canada, 18-19 octobre 2010.

[MIN12] Site officiel du ministère de l'Ecologie, du Développement durable, des Transports et du Logement : www.developpement-durable.gouv.fr/ (dernière consultation le 23/08/2012).

[MOK09] M. El Mokadem, V. Courtecuisse, C. Saudemont, B. Robyns, J. Deuse, « Fuzzy logic supervisor-based primary frequency control experiments of a variable-speed wind generator », *IEEE Trans. Power Systems*, tome 24, n°1, pages 407-417, 2009.

[MOR05] J. Morren, S.W.H de Haan et J.A. Ferreira, « Contribution of DG units to primary frequency control », ICFPS, Amsterdam, Pays-bas, novembre 2005.

[MOR06-1] J. Morren, S.W.H de Haan, W.L. Kling et J.A. Ferreira, « Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control », *IEEE Trans. Power Systems*, tome 21, n°1, pages 433-434, février 2006.

[MOR06-2] J. Morren, J. Pierik et S.W.H de Haan, « Inertial response of variable speed wind turbines », *Electric Power System Research*, tome 76, n°11, pages 980-987, juillet 2006.

[MUL03] B. Multon, « Production d'énergie électrique par sources renouvelables », *Techniques de l'Ingénieur*, référence D4005, 10 mai 2003.

[MUL04] B. Multon, X, Roboam, B. Dakyo, C. Nichita, O. Gergaud, H.B. Ahmed, « Aérogénérateurs électriques », *Techniques de l'ingénieur*, D3960, 2004.

[MUY05] S.M. Muyeen, M.H. Ali, R. Takahashi, T. Murata, J. Tamura, Y. Tomaki, A. Sakahara, E. Sasano, « Transient stability analysis of wind generator system with the consideration of multi-mass shaft model », International conference on Power Electronics and Drives Systems (PEDS), Kuala Lumpur, Malaysia, 28 novembre – 1 décembre, 2005.

N

[NAT10] National Grid, « Grid code review panel paper future frequency response services », septembre 2010, disponible en ligne : http://www.nationalgrid.com.

P

[PRO12] Henri Proglio, « Commission d'enquête parlementaire sur les coûts de l'électricité - Audition Henri Proglio », 14 mars 2012, Sénat, France.

R

[RAM07] G. Ramtharan, J.B. Ekanayake et N. Jenkins, « Frequency support from doubly fed induction generator wind turbines », *IET Renewable Power Generation*, tome 1, n°1, pages 3-9, 2007.

[ROB06] B. Robyns, A. Davigny, C. Saudemont, A. Ansel, V. Courtecuisse, B. François, S. Plumel, J. Deuse, « Impact de l'éolien sur le réseau de transport et la qualité de l'énergie », *Actes des Journées Electrotechnique du Club EEA* « Ouverture des marchés de l'Electricité », Gif-sur-Yvette, 15-16 mars 2006.

[ROB12] B. Robyns, A. Davigny, B. François, A. Henneton et J. Sprooten, « Production d'énergie électrique à partir des sources renouvelables », Lavoisier Hermes, ISBN 978-2-7462-2489-6, 2012.

[ROD02] J.L. Rodriguez-Amenedo, S. Arnalte et J.C. Burgos, « Automatic generation control of a wind farm with variable speed wind turbines », *IEEE Trans. Energy Conversion*, tome 17, n°2, pages 279-284, 2002.

[ROH09] K. Rohrig, B. Lange, A. Gesino, M. Wolff, R. Mackensen, J. Dobschinski, A. Wessel, M. Braun, C. Quintero, J-L. Mata, R. Pestana, « Wind power plant capabilities – operate wind farms like conventional power plants », EWEC 2009, Marseille, France, 16-19 mars 2009.

[RTE04] RTE, « Mémento de la sûreté du système électrique », 2004, disponible en ligne : www.rte-france.com.

[RTE09] RTE, « Documentation technique de référence », 2009, disponible en ligne : http://clients.rte-france.com/.

[RUB09] A. Rubin, « Statistics for evidence-based practice and evaluation », Edition 2, Thomson Brooks/Cole, 2009.

[RUT11] L. Ruttledge et D. Flynn, « System-wide inertial response from fixed speed and variable speed wind turbines », 2011 PES General Meeting, Detroit, Michigan, USA, 24-28 juillet 2011.

S

[SEI08-1] EDF SEI, référentiel technique, « Paramètres clés pour la sûreté des systèmes électriques insulaires », SEI REF 05, décembre 2008.

[SEI08-2] EDF SEI, référentiel technique, « 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 HTB ≥ 50 kV des Zones Non Interconnectées », SEI REF 01, décembre 2008.

[SEI10-1] EDF SEI, « Référentiel technique de raccordement des installations de production d'électricité aux réseaux HTA et BT des zones non interconnectées », SEI REF 02, mai 2010.

[SEI10-2] EDF SEI, « Protection de découplage pour le raccordement d'une production décentralisée en HTA et en BT dans les zones non interconnectées », SEI REF 04, mai 2010.

[SEI11] EDF SEI, « Bilan prévisionnel de l'équilibre offre/demande de l'électricité – Guadeloupe », publié en juillet 2011, disponible en ligne : http://sei.edf.com.

[SEI12] Site internet des Systèmes Electriques Insulaires (SEI), http://sei.edf.com (dernière consultation le 23/08/2012).

[SER12] Site Internet du Syndicat des énergies renouvelables : www.enr.fr/ (dernière consultation le 23/08/2012).

[SLO02] J.G. Slootweg, W.L. Kling, « Impacts of distributed generation on power system transient stability », IEEE PES Summer Meeting, tome 2, pages 862-867, 25 juillet 2002.

[SLO03] J.G. Slootweg, « Wind Power, modelling and impact on power system dynamics », *thèse de doctorat*, Technical University of Delft, soutenue le 9 décembre 2003.

T

[TAR09-1] G.C. Tarnowski, P.C. Kjaer, P.E.Sorensen et J. Ostergaard, « Variable speed wind turbines capability for temporary over-production », 2009 IEEE PES general meeting, Calgary, Alberta, Canada, 26-30 juillet 2009.

[TAR09-2] G.C. Tarnowski, P.C. Kjaer, P.E.Sorensen et J. Ostergaard, « Study on variable speed wind turbines capability for frequency response », EWEC 2009, Marseille, France, 16-19 mars 2009.

[TEN09] Alexandre Teninge, « Participation aux services système de parcs éoliens mixtes : application en milieu insulaire », *thèse de doctorat préparée au Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble*, soutenue à Grenoble, France, 14 décembre 2009.

U

[UCT04-1] UCTE, « Final report of the investigation committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy », avril 2004, disponible en ligne : www.ucte.org.

[UCT04-2] UCTE, « UCTE operation handbook », version finale v2.5, 24 juin 2004, disponible en ligne : www.entsoe.eu.

[UCT07] UCTE, « Final Report. System Disturbance on 4 November 2006 », janvier 2007, disponible en ligne : www.ucte.org.

[ULL08] N.R. Ullah, T. Thiringer et D. Karlsson, « Temporary primary frequency control support by variable speed wind turbines – potential and applications », *IEEE. Trans. Power Systems*, tome 23, n°2, mai 2008.

V

[VEN10] P. Venne, X. Guillaud, R. Teodorescu et J. Mahseredjian, « Generalized gain scheduling for deloaded wind turbine operation », *Wind Engineering*, tome 34, n° 2, pages 219-240, mars 2010.

[VER09] A. Vergnol, J. Sprooten, V. Rious, B. Robyns, J. Deuse, « Gestion des congestions dans un réseau intégrant de l'énergie éolienne », *revue 3EI : Enseigner l'Electrotechnique et l'Electronique Industrielle*, n°59, pages. 63-72, décembre 2009.

W

[WAN10-1] Y. Wang, G. Delille, X. Guillaud, F. Colas, B. François, « Real-time simulation: the missing link in the design process of advanced grid equipment », 2010 IEEE PES General Meeting, Minneapolis, USA, 25-29 juillet 2010.

[WAN10-2] Y. Wang, X. Guillaud, J. Duval et B. François, « Enhanced design of a deloaded wind turbine controller for frequency regulation participation », 9th inter. Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, Québec city, Canada, 18-19 octobre 2010.

X

[XUE11] Y. Xue et N. Tai, « Review of contribution to frequency control through variable speed wind turbine », *Renewable Energy*, tome 36, n°6, pages 1671-1677, juin 2011.

Annexe 1 : Données principales de l'éolienne modélisée

Sources de données : [MAR09] [KHE11]

Symbole	Caractéristique	Valeur	Unité
P_{nom}	Puissance nominale	2	MW
Ω_{T_nom}	Vitesse nominale de la turbine	1,885	rad/s
T_{nom}	Couple nominal	$1{,}06.10^6$	Nm
R	Longueur des pales	40	M
$C_p(\lambda,\beta)$	Coefficient de la puissance	$C_{p,max}$=0,4788 ; λ_{opt}=9	
T_β	Temps de réponse de l'actionneur du pitch	1	s
β_{max}	Angle de calage maximal	20	°
$d\beta/dt$	Variation temporaire maximale de l'angle d'orientation des pales	5	°/s
n	Rapport de vitesse	92,6	
H_T	Inertie de la turbine	4,3525	s
H_g	Inertie de la génératrice	0,7994	s
K_{tg_pu}	Raideur totale des arbres	0,6	p.u
D_{tg_pu}	Coefficient d'amortissement	2,3	p.u
T_{IP}	Temps de réponse du correcteur de la commande de la vitesse	3,267	s
K_{IP}	Gain du correcteur de la commande de la vitesse	6,182	p.u

Annexe 2 : Adaptation de la commande linéarisée classique

A2.1. Notations et définitions

Le principe de la commande linéarisée adaptée consiste à linéariser les petits mouvements du système éolien autour du point de fonctionnement de référence, noté « $_{p.f.ref}$ », où la vitesse de la turbine (Ω_T) se situe aux alentours de la vitesse nominale (Ω_{T_nom}) et la puissance est égale à sa valeur de référence P_{e_ref}. Quand l'éolienne fonctionne à ce point de fonctionnement sous une vitesse du vent donnée (v), sa vitesse spécifique (λ) peut être calculée par :

$$\lambda = \lambda_{nom} = \frac{\Omega_{T_nom}.R}{v} \tag{A2.1}$$

En utilisant l'équation générale (3.1), on peut déduire le coefficient de puissance :

$$C_{pref} = \frac{2.P_{e_ref}}{\rho.S.v^3} = C_p(\lambda_{nom}, \beta_{init}) \tag{A2.2}$$

Avec : β_{init} [°] : angle d'orientation des pales initial pour générer la puissance de référence quand la turbine tourne à sa vitesse nominale sous la vitesse du vent v. (Cette grandeur peut être déduite en connaissant la courbe caractéristique du coefficient de puissance (Figure 3-2).)

Le point de fonctionnement autour duquel nous linéarisons le système éolien correspond donc à $\beta = \beta_{init}$, $\Omega_T = \Omega_{T_nom}$ *et* $\lambda = \lambda_{nom}$. On définit le couple de référence (T_{ref}) par :

$$T_{ref} = \frac{P_{e_ref}}{\Omega_{T_nom}} \tag{A2.3}$$

Nous allons étudier la réponse de la vitesse à une variation élémentaire de l'angle de calage ($\Delta\beta$) et de la vitesse de la turbine ($\Delta\Omega_T$) :

$$\begin{cases} \Delta\beta(t) = \beta(t) - \beta_{init} \\ \Delta\Omega_T(t) = \Omega_T(t) - \Omega_{T_nom} \end{cases} \tag{A2.4}$$

Les variations élémentaires du couple électromagnétique et du couple aérodynamique pourront être définies de la manière suivante :

$$\begin{cases} \Delta T_a(t) = T_a(t) - T_{ref} \\ \Delta T_{em}^{'}(t) = T_{em}^{'}(t) - T_{ref} \end{cases} \tag{A2.5}$$

A2.2. Linéarisation de l'expression du couple aérodynamique

L'objectif est de trouver une expression linéaire de $\Delta T_{a_pu} = f\,(\Delta\Omega_{T_pu}, \Delta\beta)$. Par définition, on peut écrire :

$$\begin{aligned}\Delta T_a(t) &= T_a(t) - T_{ref} \\ &= \frac{1}{2}.\rho.\pi.R^2.C_p(\lambda,\beta).\frac{v^3}{\Omega_T(t)} - T_{ref}\end{aligned} \qquad \text{(A2.6)}$$

En linéarisant l'équation (A2.6) par rapport à β et Ω_T autour de β_{init} et Ω_{T_nom}, on obtient alors :

$$\begin{aligned}\Delta T_a &= \left.\frac{\partial T_a}{\partial \beta}\right|_{p.f.ref}.\Delta\beta + \left.\frac{\partial T_a}{\partial \Omega_T}\right|_{p.f.ref}.\Delta\Omega_T \\ &= \frac{1}{2}.\rho.\pi.R^2.\left.\frac{\partial C_p(\lambda,\beta)}{\partial \beta}\right|_{p.f.ref}.\frac{v^3}{\Omega_{T_nom}}.\Delta\beta + \\ &\quad \frac{1}{2}.\rho.\pi.R^2.\left[\frac{\partial C_p(\lambda,\beta)}{\partial \lambda}.\frac{\partial \lambda}{\partial \Omega_T}.\frac{v^3}{\Omega_T(t)} - C_p(\lambda,\beta).\frac{v^3}{\Omega_T(t)^2}\right]_{p.f.ref}.\Delta\Omega_T\end{aligned} \qquad \text{(A2.7)}$$

Il est rappelé que « $_{p.f.ref}$ » représente le point de fonctionnement où $\beta = \beta_{init}$, $\Omega_T = \Omega_{T_nom}$ *et* $\lambda = \lambda_{nom}$.

Tout en considérant : $\frac{\partial \lambda}{\partial \Omega_T} = \frac{R}{v}$, l'équation (A2.7) peut être simplifiée de la manière suivante :

$$\begin{aligned}\Delta T_a &= \frac{1}{2}.\rho.\pi.R^2.\frac{v^3}{\Omega_{T_nom}}.\left(\frac{\partial C_p(\lambda,\beta)}{\partial \beta}\right)_{p.f.ref}.\Delta\beta + \\ &\quad \frac{1}{2}.\rho.\pi.R^2.\left[\left(\frac{\partial C_p(\lambda,\beta)}{\partial \lambda}\right)_{p.f.ref}.\frac{R}{v}.\frac{v^3}{\Omega_{T_nom}} - \frac{v^3 C_{pref}}{\Omega_{T_nom}^2}\right].\Delta\Omega_T\end{aligned} \qquad \text{(A2.8)}$$

En remplaçant encore $\Omega_{T_nom} = \frac{\lambda_{nom}.v}{R}$, on a :

$$\begin{aligned}\Delta T_a &= \frac{1}{2}.\rho.\pi.R^2.\frac{v^3}{\Omega_{T_nom}}.\left(\frac{\partial C_p(\lambda,\beta)}{\partial\beta}\right)_{p.f.ref}.\Delta\beta + \\ &\frac{1}{2}.\rho.\pi.R^2.\left[\left(\frac{\partial C_p(\lambda,\beta)}{\partial\lambda}\right)_{p.f.ref}.\frac{v^2R}{\Omega_{T_nom}} - \frac{R.v^2C_{pref}}{\lambda_{nom}.\Omega_{T_nom}}\right].\Delta\Omega_T \\ &= \frac{1}{2}.\rho.\pi.R^2.\frac{v^3}{\Omega_{T_nom}}.\left(\frac{\partial C_p(\lambda,\beta)}{\partial\beta}\right)_{p.f.ref}.\Delta\beta + \\ &\frac{1}{2}.\rho.\pi.R^3.\frac{v^2}{\Omega_{T_nom}}.\left[\left(\frac{\partial C_p(\lambda,\beta)}{\partial\lambda}\right)_{p.f.ref} - \frac{C_{pref}}{\lambda_{nom}}\right].\Delta\Omega_T\end{aligned} \tag{A2.9}$$

Pour calculer les dérivées partielles de $C_p(\lambda,\beta)$ par rapport à λ et β, nous prenons en compte une fonction interpolée de la caractéristique du coefficient de puissance illustrée en Figure 3-2 :

$$C_p(\lambda,\beta) = 0{,}18\times\left(\frac{90}{0{,}4+0{,}5\lambda} - 6{,}8 - 0{,}115\beta^2\right)\times e^{\left(0{,}16-\frac{8}{0{,}4+0{,}5\lambda}\right)} \tag{A2.10}$$

On définit alors :

$$\boxed{\begin{cases}\psi = \frac{1}{2}.\rho.\pi.R^3.\frac{v^2}{\Omega_{T_nom}}.\left[\left(\frac{\partial C_p(\lambda,\beta)}{\partial\lambda}\right)_{p.f.ref} - \frac{C_{pref}}{\lambda_{nom}}\right] \\ \zeta = \frac{1}{2}.\rho.\pi.R^2.\frac{v^3}{\Omega_{T_nom}}.\left(\frac{\partial C_p(\lambda,\beta)}{\partial\beta}\right)_{p.f.ref}\end{cases}} \tag{A2.11}$$

Nous obtenons l'expression des petites variations du couple aérodynamique (ΔT_a) exprimées en S.I :

$$\Delta T_a(t) = \psi.\Delta\Omega_T(t) + \zeta.\Delta\beta(t) \tag{A2.12}$$

Afin d'obtenir une expression en p.u, on divise chaque coté de l'équation (A2.12) par le couple nominal, tout en conservant naturellement l'angle β en S.I (mesuré en degré) :

$$\begin{aligned}\frac{\Delta T_a(t)}{T_{nom}} &= \frac{\psi}{T_{nom}}.\Delta\Omega_T(t) + \frac{\zeta}{T_{nom}}.\Delta\beta(t) \\ &= \frac{\psi.\Omega_{T_nom}}{T_{nom}}.\frac{\Delta\Omega_T(t)}{\Omega_{T_nom}} + \frac{\zeta}{T_{nom}}.\Delta\beta(t)\end{aligned} \tag{A2.13}$$

On définit :

$$\boxed{\begin{cases} \psi' = \dfrac{\psi.\Omega_{T_nom}}{T_{nom}} \\ \zeta' = \dfrac{\zeta}{T_{nom}} \end{cases}} \tag{A2.14}$$

Les variations de ΔT_{a_pu} peuvent s'exprimer par l'équation linéaire :

$$\boxed{\Delta T_{a_pu}(t) = \psi'.\Delta\Omega_{T_pu}(t) + \zeta'.\Delta\beta(t)} \tag{A2.15}$$

A2.3. Linéarisation de l'expression du couple électromagnétique

L'objectif est de trouver une expression linéaire pour $\Delta T'_{em_pu}$. Quand l'éolienne fonctionne au point de fonctionnement de référence, sa puissance produite est égale à la consigne de puissance :

$$P_e = T'_{em}(t).\Omega'_g(t) = P_{e_ref} \tag{A2.16}$$

La vitesse de la génératrice ramenée à la turbine (Ω'_g) peut être considérée égale à la vitesse de la turbine (Ω_T) pour la conception de la loi de commande de la vitesse, on a alors :

$$P_e = T'_{em}(t).\Omega_T(t) = P_{e_ref} = T_{ref}.\Omega_{T_nom} \tag{A2.17}$$

Pour un point de fonctionnement de référence donné ($_{p.f.ref}$), P_{e_ref} est constante et $dP_e = dP_{e_ref} = 0$, il vient alors :

$$d(T'_{em}(t).\Omega_T(t))_{p.f.ref} = dT'_{em}.\Omega_{T_nom} + T_{ref}.d\Omega_T = 0 \tag{A2.18}$$

D'où :

$$dT'_{em} = -\frac{T_{ref}}{\Omega_{T_nom}}.d\Omega_T \tag{A2.19}$$

Donc :

$$\Delta T'_{em} = -\frac{T_{ref}}{\Omega_{T_nom}}.\Delta\Omega_T \tag{A2.20}$$

On peut ramener cette expression en p.u dans la même base que celle décrite dans le paragraphe 3.2. Les grandeurs de base pour les couples, les puissances et les vitesses sont respectivement (T_{nom}, P_{nom} et Ω_{T_nom}.) :

$$\begin{aligned} \Delta T'_{em_pu}(t) &= -\frac{T_{ref}}{T_{nom}}.\Delta\Omega_{T_pu}(t) \\ &= -\frac{T_{ref}.\Omega_{T_nom}}{T_{nom}.\Omega_{T_nom}}.\Delta\Omega_{T_pu}(t) = -\frac{P_{e_ref}}{P_{nom}}.\Delta\Omega_{T_pu}(t) \end{aligned} \tag{A2.21}$$

La puissance de référence de l'éolienne correspond à une portion de sa puissance nominale, avec :

$$\boxed{\frac{P_{e_ref}}{P_{nom}} = P_{e_pu_ref} = \gamma \ (0 < \gamma \leq 1)} \tag{A2.22}$$

On a alors :

$$\boxed{\Delta T'_{em_pu}(t) = -\gamma.\Delta\Omega_{T_pu}(t)} \tag{A2.23}$$

A2.4. Linéarisation du système à commander

A partir de l'équation (3.22), on fait apparaître les variations :

$$(T_{pu_ref} + \Delta T_{a_pu}(t)) - (T_{pu_ref} + \Delta T'_{em_pu}(t)) = 2H_{eol}.\frac{d(\Omega_{T_pu_nom} + \Delta\Omega_{T_pu}(t))}{dt} \tag{A2.24}$$

Nous pouvons ainsi écrire :

$$\boxed{2H_{eol}\frac{d\Delta\Omega_{T_pu}(t)}{dt} = \Delta T_{a_pu}(t) - \Delta T'_{em_pu}(t)} \tag{A2.25}$$

Pour pouvoir commander la vitesse par action sur l'angle de calage, nous cherchons alors une expression linéaire de $\Delta\Omega_{T_pu}$ en fonction de $\Delta\beta$. En faisant référence aux équations (A2.23) et (A2.15), on trouve :

$$\begin{aligned} &2H_{eol}\frac{d\Delta\Omega_{T_pu}(t)}{dt} = \psi'.\Delta\Omega_{T_pu}(t) + \zeta'.\Delta\beta(t) + \gamma.\Delta\Omega_{T_pu}(t) \\ &\Rightarrow \boxed{2H_{eol}\frac{d\Delta\Omega_{T_pu}(t)}{dt} = (\psi' + \gamma).\Delta\Omega_{T_pu}(t) + \zeta'.\Delta\beta(t)} \end{aligned} \tag{A2.26}$$

En appliquant une transformée de Laplace sur l'équation (A2.26), on obtient une fonction de transfert du premier ordre qui caractérise les petits mouvements du système éolien :

$$\begin{aligned} &2H_{eol}.s.\Delta\Omega_{T_pu} = (\psi' + \gamma).\Delta\Omega_{T_pu} + \zeta'.\Delta\beta \\ &\Rightarrow \Delta\Omega_{T_pu} = \left(-\frac{\zeta'}{\psi' + \gamma}\right).\frac{1}{1 + \left(-\frac{2H_{eol}}{\psi' + \gamma}\right).s}.\Delta\beta \end{aligned} \tag{A2.27}$$

On définit :

$$\boxed{k_{pi} = -\frac{\zeta'}{\psi' + \gamma} \ ; \ \tau_{pi} = -\frac{2H_{eol}}{\psi' + \gamma}} \tag{A2.28}$$

Il faudrait noter que le paramètre γ dépend de la consigne de puissance électrique (P_{e_ref}) (cf. (A2.23)) et les paramètres ψ' et ζ' varient en fonction de la vitesse du vent (v) et de la puissance de référence (P_{e_ref}) (cf. (A2.15)). Par conséquent, k_{pi} et τ_{pi} dépendent également de v et de P_{e_ref}.

On a alors l'expression finale de $\Delta\Omega_{T_pu}$:

$$\boxed{\Delta\Omega_{T_pu} = \frac{k_{pi}(v, P_{e_ref})}{1+\tau_{pi}(v, P_{e_ref}).s}.\Delta\beta} \qquad \text{(A2.29)}$$

Annexe 3 : Méthode d'inversion de la table C_p

La méthode d'inversion de la table $C_p(\lambda,\beta)$, qui est une fonction à deux variables, consiste à décomposer la fonction par intervalles puis à trouver les fonctions polynomiales cubiques correspondantes sur chaque intervalle comme montré dans les équations suivantes :

$$\begin{aligned} &C_p(\lambda,\beta) = S_i(\beta) \quad pour\ \lambda = \lambda_i \\ &S_i(\beta) = S_{i,j}(\beta) \quad pour\ \beta_j \le \beta \le \beta_{j+1} \\ &S_{i,j}(\beta) = a_j + b_j(\beta-\beta_j) + c_j(\beta-\beta_j)^2 + d_j(\beta-\beta_j)^3 \end{aligned} \tag{A3.1}$$

La procédure d'inversion est résumée dans les étapes suivantes :

1) Diviser respectivement les vecteurs $\overline{\lambda}$, $\overline{\beta}$ et $\overline{C_p}$ en *m*, *n* et *l* échantillons espacés régulièrement, entre leur valeur minimale et leur valeur maximale :

$$\begin{aligned} &\overline{\lambda} = \left[\lambda_1,\cdots,\lambda_i,\cdots\lambda_m\right] \\ &\overline{\beta} = \left[\beta_1,\cdots,\beta_j,\beta_{j+1},\cdots\beta_n\right] \\ &\overline{C_p} = \left[C_{p,1},\cdots,C_{p,k},\cdots C_{p,l}\right] \end{aligned} \tag{A3.2}$$

2) Etudier une tranche de la table C_p sur l'axe de λ pour $\lambda = \lambda_i$ comme illustré dans la Figure A3-1(a).

3) Pour chaque tranche λ_i, calculer la fonction « *spline* » polynomiale $S_{i,j}(\beta)$. Ce processus consiste à identifier les valeurs de a_j, b_j, c_j et d_j dans le système d'équations (A3.1).

4) Pour chaque tranche λ_i et chaque élément $C_{p,k}$ dans le vecteur $\overline{C_p}$, calculer l'angle d'orientation des pales correspondant en utilisant la fonction « *spline* » inversée (cf. Figure A3-1(b)). Cette fonction $\beta = S_{inv,i}(C_p)$ permet de trouver, dans chaque intervalle [β_j, β_{j+1}], la bonne valeur de β correspondant au coefficient de puissance C_p donné.

5) Assembler et interpoler les valeurs de β identifiées pour toutes les tranches λ_i et toutes les valeurs de $C_{p,k}$ afin d'obtenir la table inversée finale $\beta(C_p,\lambda)$ comme illustré en Figure A3-1(c).

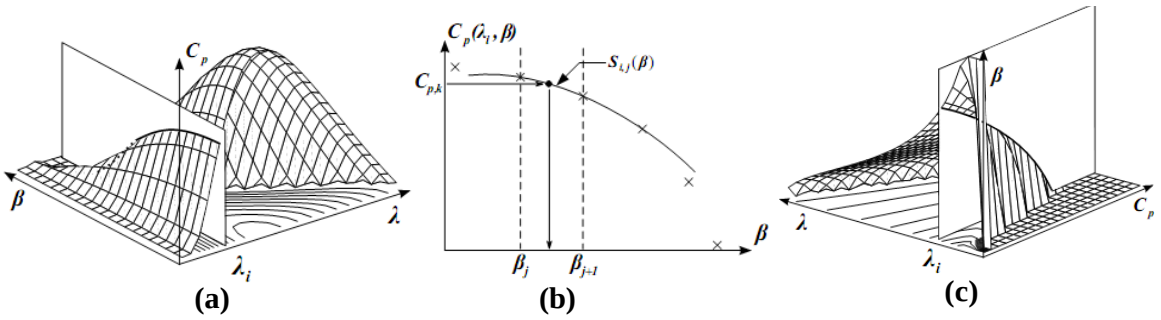


Figure A3-1. Procédure d'inversion de la table C_p
((a) Tranche de C_p pour $\lambda=\lambda_i$. (b) Inversion de la fonction polynomiale $S_{i,j}(\beta)$ pour une valeur de C_p donnée. (c) Table inversée $\beta(C_p,\lambda)$ et tranche originale de C_p.)

Une fois que la procédure d'inversion ci-dessus est terminée, la table inversée $\beta(C_p,\lambda)$ est prête à être utilisée dans la chaîne de commande. Bien évidemment, plus l'échantillonnage sur les axes λ, β et C_p est fin, meilleure sera la précision de la table inversée finale.

Annexe 4 : Implémentation du modèle éolien sous Eurostag

Le logiciel *Eurostag* est un logiciel spécialisé pour les études dynamiques des systèmes électriques et permet de réaliser des simulations en temps différé. Après la construction du modèle éolien et la conception de la loi de commande associée sur *Matlab*, l'ensemble du système éolien a été transposé et implanté sous *Eurostag* afin de faciliter la suite du travail.

La transposition des fonctions mathématiques « classiques », comme par exemple des intégrateurs, des sommateurs ou des gains, a été réalisée sans beaucoup de problèmes. La difficulté majeure se trouve au niveau de la transposition des tables $C_p(\lambda,\beta)$ et $\beta(C_p,\lambda)$, qui sont deux fonctions à deux entrées et représentées par deux matrices. (La courbe des fonctions $C_p(\lambda,\beta)$ et $\beta(C_p,\lambda)$ peut être tracée par interpolation des points contenus dans la matrice correspondante.)

Les tables $C_p(\lambda,\beta)$ et $\beta(C_p,\lambda)$ ont été initialement construites sous *Matlab* avec une grande précision. (Il s'agissait des matrices à 400 colonnes et 500 lignes.) Néanmoins, sous *Eurostag*, des matrices de telle taille ne peuvent pas être compilées car elles contiennent un nombre de points excessifs. La solution retenue est de réduire la dimension des matrices à transposer en extrayant des lignes et des colonnes des tables originales. Après plusieurs essais, il a été trouvé que la compilation du modèle pouvait s'effectuer avec des matrices 50×50 sans engendrer une grande perte de précision.

Plusieurs séries de simulations comparatives ont été lancées sur *Eurostag* et sur *Matlab* pour différentes valeurs de la vitesse du vent et de la puissance de référence afin de valider la transposition du modèle. Un exemple est donné en Figure A4-1 : il s'agit de la simulation d'un échelon de puissance de référence de 0,9 p.u à 1 p.u à 50s. Le comportement dynamique de l'éolienne modélisée est étudié sous une vitesse du vent fixée à 14m/s.

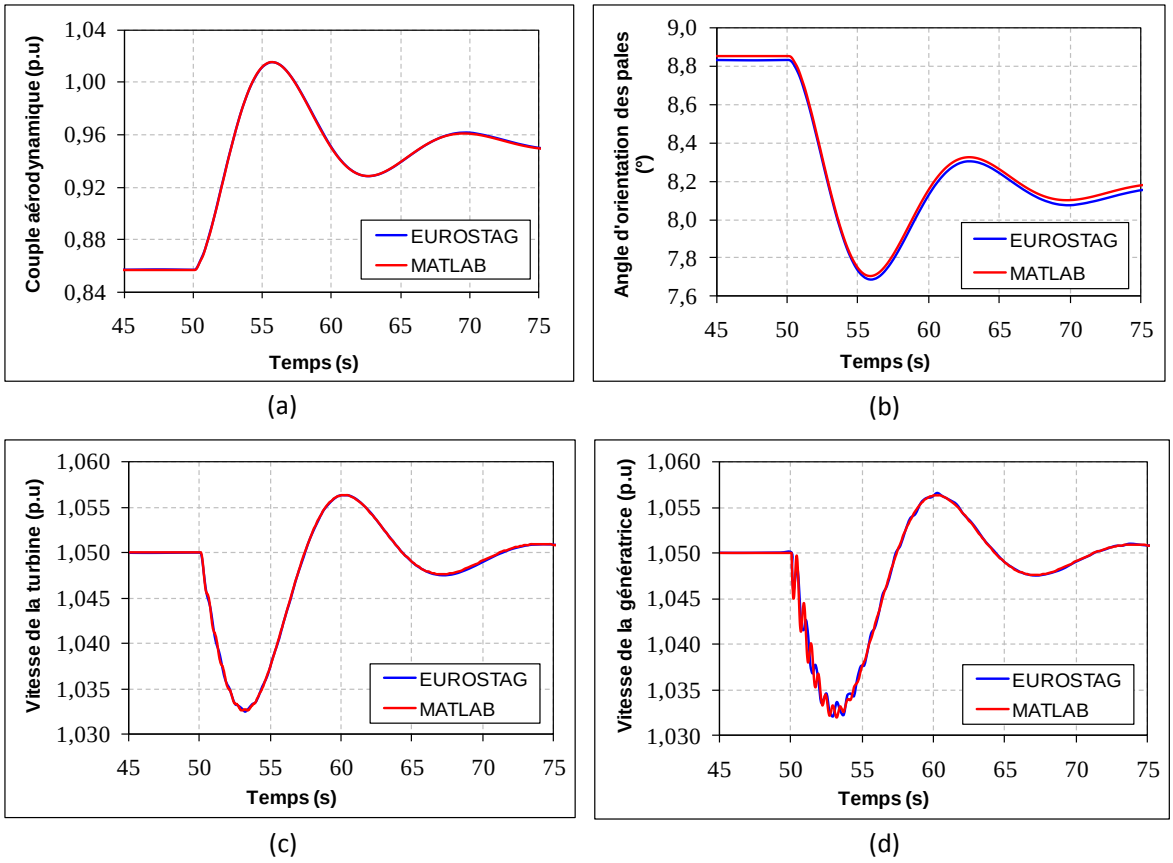


Figure A4-1. Résultats comparatifs entre Eurostag et Matlab

Au travers des résultats comparatifs, il peut être constaté que la transposition du modèle éolien sous Eurostag est validée par une superposition de courbes avec celles obtenues sous *Matlab*. En raison de la diminution de la précision des tables $C_p(\lambda,\beta)$ et $\beta(C_p,\lambda)$, des écarts par rapport à *Matlab* (<<1%) peuvent être observés en zoomant sur les figures. Ces écarts sont très faibles et ne portent aucune influence sur les résultats de nos études du réglage de fréquence des éoliennes. Cela implique que les tables originales (exploitées sous *Matlab*) sont beaucoup plus précises que celles vraiment nécessaires.

Annexe 5 : Initialisation du modèle éolien

Quand une éolienne participe au réglage de fréquence, sa vitesse de rotation initiale est supérieure ou égale à la vitesse de la turbine correspondante à la puissance maximale. En plus, la régulation du pitch peut être activée même en charge partielle avec un angle d'orientation des pales non nul (cf. 3.4.2). L'initialisation du modèle éolien consiste ainsi à trouver des bonnes valeurs de la vitesse de la turbine et de l'angle de calage afin de permettre à l'éolienne de produire la puissance initiale ($P_{e_pu_ref0}$) sous la vitesse du vent initiale (v_0). Une fois que ces deux grandeurs sont correctement initialisées, les autres valeurs initiales dans le système éolien (ex : celles des intégrateurs) peuvent être déduites.

Au point de départ, l'éolienne est supposée fonctionner en régime stable avec une vitesse de rotation constante, ce qui implique que le couple (ou la puissance) aérodynamique et le couple (ou la puissance) électrique sont égaux. Avec cette hypothèse, la méthode d'initialisation proposée peut se résumer en deux étapes :

Etape 1 : Dans un premier temps, la régulation du pitch est supposée inactivée en maintenant nul l'angle d'orientation des pales. En cas de contribution de l'éolienne à la réserve, la vitesse de la turbine est augmentée lorsqu'elle produit une puissance de référence ($P_{e_pu_ref0}$) inférieure à la puissance maximale disponible. Cette vitesse ($\Omega_{T_pu_acc}$) peut être calculée comme le montre la Figure A5-1. En effet, en connaissant la valeur initiale de la puissance de référence ($P_{e_pu_ref0}$) et la vitesse du vent (v_0), le coefficient de puissance correspondant (C_{pref0}) peut être déduit selon l'équation (3.1). L'évolution de C_p en fonction de la vitesse spécifique (λ) sous un angle de calage nul est montrée par la parabole bleue dans la Figure 3-2. Comme la vitesse initiale de la turbine est supérieure à sa valeur correspondante au point de fonctionnement maximal, seule la branche droite de la parabole est prise en compte pour calculer la valeur initiale de la vitesse spécifique (λ_{ref0}). Cette grandeur correspond donc à la vitesse de rotation nécessaire pour diminuer la puissance de l'éolienne à $P_{e_pu_ref0}$ sans tourner les pales et permet de calculer la vitesse augmentée ($\Omega_{T_pu_acc}$) à l'aide de l'équation (3.2).

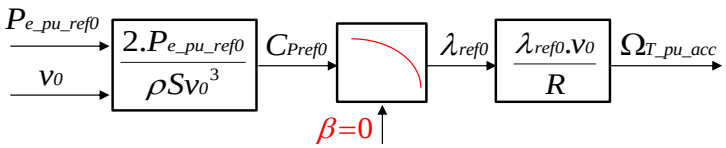


Figure A5-1. Première étape de l'initialisation : calcul de la vitesse augmentée

Etape 2 : Comme illustré en Figure 3-7, en maintenant nul l'angle de calage, la vitesse augmentée peut dépasser la vitesse maximale admissible ($\Omega_{T_pu_max}$ fixé à 1,05 p.u) quand l'éolienne participe au réglage de fréquence. La deuxième étape consiste alors à comparer cette vitesse avec sa valeur maximale. Deux situations peuvent être distinguées :

- Si $\Omega_{T_pu_acc} \leq \Omega_{T_pu_max}$, une simple augmentation de la vitesse de la turbine est suffisante pour diminuer la puissance. La part de la puissance qui constitue la réserve se stocke dans les masses tournantes sous forme de puissance cinétique. La vitesse de rotation peut ainsi être initialisée à la vitesse augmentée et l'angle d'orientation des pales peut être fixé à zéro au départ de la simulation.

$$\boxed{\begin{cases} \beta_{init} = 0 \\ \Omega_{T_pu_init} = \Omega_{T_pu_acc} \end{cases}} \qquad \text{(A5.1)}$$

- Si $\Omega_{T_pu_acc} > \Omega_{T_pu_max}$, la vitesse initiale de la turbine est fixée à sa valeur nominale admissible ($\Omega_{T_pu_max}$) et l'angle de calage initial doit être calculé au moyen de la table inversée $\beta(C_p,\lambda)$ (cf. annexe 3), comme illustré en Figure A5-2.

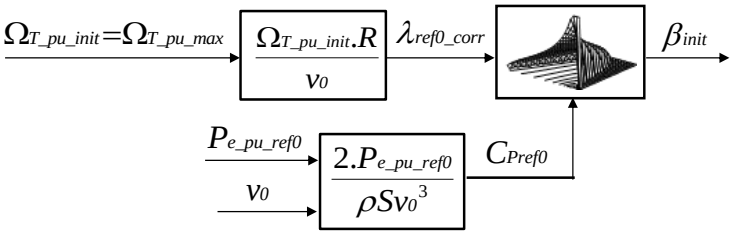


Figure A5-2. Initialisation de l'angle d'orientation des pales quand $\Omega_{T_pu_acc} > \Omega_{T_pu_max}$

La valeur de référence initiale du coefficient de la puissance (C_{pref0}) peut se calculer de la même manière que précédemment (étape 1) et la valeur corrigée de la vitesse spécifique initiale (λ_{ref0_corr}) est calculée selon l'équation (3.2) une fois que la vitesse de la turbine est connue ($\Omega_{T_pu_init} = \Omega_{T_pu_max}$). L'angle de calage initial peut ainsi être déduit grâce à la table inversée $\beta(C_p,\lambda)$ et le modèle éolien est initialisé de la façon suivante :

$$\boxed{\begin{cases} \Omega_{T_pu_init} = \Omega_{T_pu_max} \\ \beta_{init} = \beta(C_{pref0} = \dfrac{2.P_{e_pu_ref0}}{\rho.S.v_0^3}, \lambda_{ref0_corr} = \dfrac{\Omega_{T_pu_init}.R}{v_0}) \end{cases}} \qquad \text{(A5.2)}$$

En connaissant la vitesse du vent à l'origine, la méthode présentée dans cette annexe permet de calculer correctement le point de fonctionnement initial du modèle éolien pour une puissance de référence demandée.

Annexe 6 : Présentation du banc expérimental

Le banc expérimental est principalement constitué par le simulateur temps réel et l'émulateur éolien (Figure A6-2).

A l'aide du simulateur, on arrive à analyser et étudier avec une grande fiabilité et en toute sécurité le comportement dynamique et statique d'un grand réseau réel. Deux options peuvent se présenter. La première revient à simuler en temps réel la totalité du réseau avec tous ses éléments. La deuxième configuration consiste à simuler en temps réel une bonne partie du même réseau et à émuler une partie ou un élément particulier par des matériels réels mais à échelle réduite. Cela peut être une centrale électrique, une centrale photovoltaïque ou une ferme éolienne. Dans notre cas, l'un des deux parcs éoliens nouvellement introduits dans le réseau de Guadeloupe et comportant des éoliennes à vitesse variable sera émulé (cf. 2.4.1).

Pour réaliser le modèle en temps réel du réseau de Guadeloupe, nous sommes partis du modèle sous *Matlab SimPowerSystems* dans lequel le système est subdivisé en 3 parties. Cette même organisation est utilisée pour subdiviser le modèle *RT-Lab* en 3 processeurs. (En effet, les fichiers du modèle de la Guadeloupe modélisé sur Eurostag ne peuvent pas être compilés en l'état sur le simulateur temps réel, dont le mode de calcul représente les valeurs instantanées des grandeurs électriques et leur propagation dans les ouvrages du réseau. Une transposition du modèle d'*Eursotag* à *RT-Lab* en passant par *SimPowerSystems* est donc indispensable pour réaliser les simulations temps réel, dont le détail est décrit dans [WAN10-1]).

Le simulateur temps réel est interfacé au système de conversion électrique par un amplificateur de puissance qui sert de moyen d'adaptation entre les niveaux de puissances de l'émulateur et du parc éolien émulé. Le réseau simulé en temps réel envoie une référence de tension (v_r) à l'émulateur via cet amplificateur de puissance. En contrepartie, le courant triphasé à la sortie du système de conversion d'énergie (i_r) est capté par un Convertisseur Analogique-Numérique (CAN) et est exploité par le simulateur en le multipliant par le gain correspondant (G_i).

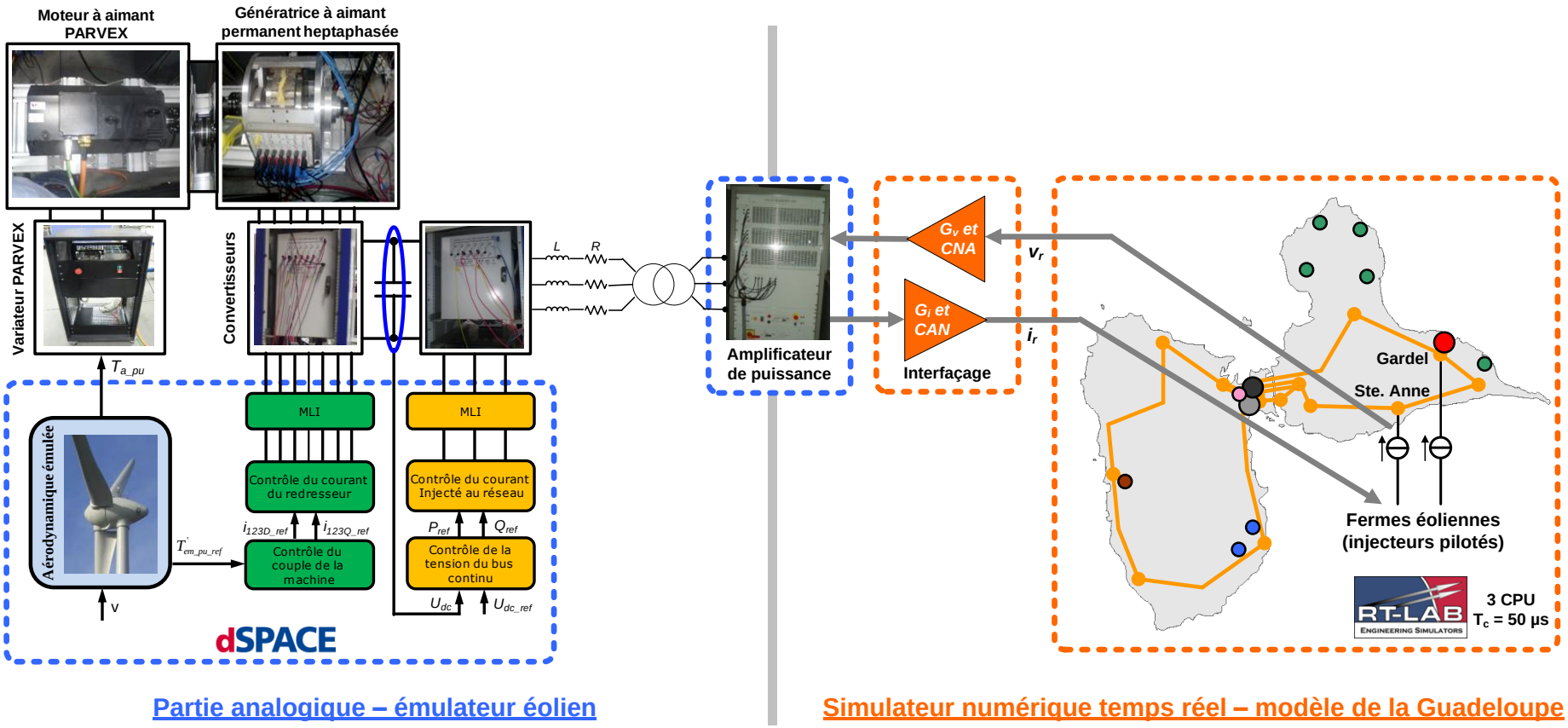
La partie électrique de l'émulateur éolien est composée en partie d'une Génératrice Synchrone à Aimant Permanent à Flux Axial Heptaphasée (GSAPFAH) raccordée à un redresseur à MLI (Modulation de Largeur d'Impulsion) heptaphasé. Ce redresseur alimente un bus continu qui, à son tour, alimente un onduleur dont la sortie triphasée est raccordée à l'amplificateur de puissance via un filtre R-L et un transformateur élévateur de 68V/400V.

La génératrice est couplée mécaniquement à un Moteur Synchrone à Aimant Permanent (MSAP) de 20 kW alimenté par un variateur industriel *PARVEX* commandé en couple. La partie aérodynamique de l'éolienne et l'ensemble de la commande associée (présentée au chapitre 3.5) sont émulés en temps réel dans une carte *dSPACE* 1005. Le couple

aérodynamique est alors envoyé à échelle réduite vers l'entrée analogique adéquate du variateur par un Convertisseur Numérique-Analogique (CNA) de la carte *dSPACE*. On réalise avec la même carte la commande de la puissance de la génératrice pour en déduire le couple électromagnétique de référence, les boucles de courant de la génératrice ainsi que la commande entière du convertisseur côté réseau.

Figure A6-1. Expérimentation en cours sur la plateforme temps réel « Energies Réparties » du L2EP

Cette expérimentation sur la plateforme « Energie Réparties » du L2EP a été effectuée à l'aide du travail du post-doc Rijaniaina ANDRIAMALALA. Le projet est soutenu financièrement par le Fonds Européen de Développement Régional (FEDER) dans le cadre du pôle de compétences MEDEE (Maîtrise Energétique Des Entraînements Electriques).



Partie analogique – émulateur éolien

Simulateur numérique temps réel – modèle de la Guadeloupe

Figure A6-2. Banc expérimental comportant un émulateur éolien et le réseau de Guadeloupe simulé en temps réel

Titre : « Evaluation de la performance des réglages de fréquence des éoliennes à l'échelle du système électrique : application à un cas insulaire »

Résumé

L'intégration croissante de la production éolienne ne participant pas au réglage de fréquence induit de nouvelles difficultés de gestion des systèmes électriques. Ces problèmes sont d'autant plus significatifs que le réseau est faible. La présente thèse vise à évaluer la performance et la fiabilité du réglage de fréquence des éoliennes à l'échelle du système électrique. Les études sont appliquées sur un réseau insulaire.

D'abord, l'impact d'un fort taux de pénétration de la production éolienne sur l'allocation de la réserve primaire et sur le comportement dynamique du réseau est caractérisé. Il est montré que la participation des éoliennes au réglage de fréquence est techniquement indispensable pour le maintien de la sûreté du système électrique à partir d'un certain taux de pénétration.

Deux solutions permettant aux éoliennes de contribuer au réglage de fréquence sont ensuite étudiées par simulations dynamiques. La performance d'une inertie émulée est caractérisée en considérant l'impact du point de fonctionnement initial des éoliennes et des paramètres du contrôleur. La contribution de la réserve éolienne à l'amélioration de la performance dynamique du système est également identifiée.

Afin d'évaluer le potentiel et la fiabilité de la réserve éolienne, la dernière partie de ce travail est consacrée aux études statistiques prenant en compte la variabilité et l'incertitude de la prévision de la production. Deux stratégies du placement de réserve sont proposées et comparées. L'impact des erreurs de prévision sur le potentiel de réserve éolienne est également mis en évidence. Enfin l'énergie réglante d'une ferme et la plage de réglage du statisme éolien sont caractérisées.

Mots-clés : Production éolienne, Réseaux insulaires, Sûreté du système électrique, Réglage primaire de fréquence, Inertie synthétique, Variabilité de la production éolienne, Incertitude de la prévision

Title: Performance evaluation of frequency response from wind turbines on a system-wide scale: application onto an isolated power system

Abstract

The increasing development of wind power that does not participate in frequency control leads to new challenges in the management of electrical power systems. The problems are more significant in weak power grids. The present thesis aims to evaluate the performance and the reliability of frequency response from wind turbines on a system-wide scale. Studies are applied onto an isolated power grid.

First of all, the impact of high levels of wind penetration on primary reserve allocation and on grid dynamic behaviour is characterized. It is shown that the participation of wind turbines in frequency regulation is technically required for maintaining power system security from a certain wind penetration rate.

Two solutions allowing wind turbines to contribute to frequency control are then studied through dynamic simulations. The performance of emulated inertia is characterized by taking into account the impact of initial wind operating point and controller parameters. The contribution of wind power reserve to system dynamic performance improvement is also identified.

In order to assess the potential and the reliability of wind primary reserve, the last part of this research work is devoted to statistical analyses considering the variability and the prediction uncertainty of wind generation. Two strategies for reserve allocation are proposed and compared. The impact of forecast errors on the potential of wind power reserve is also highlighted. Finally the power frequency characteristic of a wind farm as well as the droop adjustment range is characterized.

Key words: Wind Power, Isolated power systems, Power system security, Primary frequency control, Synthetic inertia, Wind variability, Prediction uncertainty