



HAL
open science

Decision support for the definition of wind turbine systems: adequacy to site specificities and weak electrical networks

Abdelaziz Arbaoui

► To cite this version:

Abdelaziz Arbaoui. Decision support for the definition of wind turbine systems: adequacy to site specificities and weak electrical networks. Engineering Sciences [physics]. Arts et Métiers ParisTech, 2006. English. NNT : 2006ENAM0027 . pastel-00002722

HAL Id: pastel-00002722

<https://pastel.hal.science/pastel-00002722>

Submitted on 10 Jul 2007

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.

École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers
Centre de Bordeaux

THÈSE

PRESENTÉE POUR OBTENIR LE GRADE DE

DOCTEUR

DE

L'ÉCOLE NATIONALE SUPÉRIEURE
D'ARTS ET MÉTIERS

ÉCOLE DOCTORALE

Mécanique des Métiers de l'ingénieur

Spécialité : MÉCANIQUE

par

Abdelaziz ARBAOUI

**AIDE A LA DECISION POUR LA DEFINITION D'UN SYSTEME EOLIEN
ADEQUATION AU SITE ET A UN RESEAU FAIBLE**

Soutenue le 02 octobre 2006 devant le jury d'examen :

MM.	A. MIMET	Professeur à la Faculté des Sciences de Tétouan (Maroc)	Président
	F. BENNIS	Professeur à l'Ecole Centrale de NANTES	Rapporteur
	B. ROBYNS	Professeur à HEI LILLE	Rapporteur
	J.-P. NADEAU	Professeur à l'ENSAM	Examineur
	P. SEBASTIAN	Maître de conférences, HDR, à l'Université Bordeaux 1	Examineur

À ma famille

Remerciements

Les travaux présentés dans ce mémoire ont été réalisés au sein de l'équipe « Systèmes Energétiques et Conception » du laboratoire inter-établissements TREFLE.

J'adresse toute ma reconnaissance au Professeur J. P. NADEAU qui a dirigé ce travail. Je le remercie pour avoir suivi avec autant de rigueur que de sympathie ce travail et de m'avoir formé à tous les aspects des métiers de la recherche et de l'enseignement.

Je tiens à souligner l'estime que je porte à P. SEBASTIAN pour son soutien et son encadrement scientifique qui m'ont été bénéfiques pour mener à bien ce travail.

Je tiens à remercier les Professeurs F. BENNIS et B. ROBYNS d'avoir accepté de juger ce travail en tant que rapporteurs, ainsi qu'au Professeur A. MIMET d'avoir accepté de présider mon jury de thèse. Je remercie chacun d'eux pour les précieux conseils qui m'ont permis d'améliorer le présent manuscrit.

Je remercie ensuite J. R. PUIGGALI, Directeur du TREFLE, de m'avoir accueilli au sein du laboratoire, ainsi que ses autres membres pour leur sympathie, je pense en particulier à MURIEL, SYLVIANE et MARIAN.

Je remercie également tous les membres (permanents et non permanents) de l'équipe Système Energétique et Conception. Les échanges constructifs que nous avons eu ensemble m'ont régulièrement aidé.

Enfin et surtout, je souhaite adresser mes plus chaleureux remerciements à M. BOUIDIDA Directeur de l'ENSAM Meknès sans qui ce travail n'aurait pu être mené à son terme.

TABLE DES MATIERES

CHAPITRE 1

CONTEXTE GENERAL

1 - I	Introduction.....	- 2 -
1 - II	Le projet éolien.....	- 2 -
1 - III	Les acteurs dans un projet eolien	- 3 -
1 - IV	Déroulement d'un projet eolien	- 3 -
1 - IV.1.1	Etudes de faisabilité	- 4 -
1 - IV.1.2	Conception préliminaire.....	- 4 -
1 - IV.1.3	Conception détaillée.....	- 5 -
1 - IV.1.4	Construction et mise en route.....	- 5 -
1 - IV.1.5	Exploitation.....	- 5 -
1 - V	Positionnement du probleme.....	- 5 -
1 - V.1	Enjeux de la phase de conception préliminaire.....	- 5 -
1 - V.2	Le risque pendant la phase de conception préliminaire.....	- 6 -
1 - VI	Approche globale et objectifs	- 7 -
1 - VII	Structuration de la these.....	- 8 -

CHAPITRE 2

DEMARCHE GLOBALE D'AIDE A LA DECISION : METHODES ET OUTILS

2 - I	Introduction.....	- 10 -
2 - II	Analyse et structuration du problème de décision.....	- 10 -
2 - II.1	Approche organisationnelle.....	- 10 -
2 - II.2	Approche fonctionnelle	- 11 -
2 - II.2.1	Analyse fonctionnelle externe.....	- 11 -
2 - II.2.2	Analyse fonctionnelle interne	- 12 -
2 - II.2.3	Architecture fonctionnelle.....	- 12 -
2 - II.2.4	Fonctions structurantes	- 13 -
2 - II.2.5	Organigramme technique étendu aux milieux extérieurs	- 13 -
2 - II.2.6	Bloc diagramme fonctionnel (BDF).....	- 14 -
2 - II.3	Approche physique	- 15 -
2 - II.3.1	Notion de composant	- 15 -
2 - II.3.2	Loi d'intégralité des parties.....	- 15 -
2 - II.3.3	Cheminement du flux fonctionnel.....	- 16 -
2 - II.3.4	Classification des composants	- 17 -

2 - II.3.5	Les composants actifs	18 -
2 - II.3.6	Les composants d'interaction	18 -
2 - II.3.7	Les composants passifs.....	18 -
2 - III	Formulation des modèles d'aide à la décision.....	18 -
2 - III.1	Modèles pour l'aide à la décision.....	18 -
2 - III.1.1	Les modèles composants	19 -
2 - III.1.2	Les modèles d'interaction	19 -
2 - III.2	Modélisation par contraintes du problème de décision.....	19 -
2 - III.3	Variables d'aide à la décision.....	19 -
2 - III.3.1	Les variables de conception.....	20 -
2 - III.3.2	Les critères	20 -
2 - III.3.3	Les variables auxiliaires	20 -
2 - III.4	Les contraintes.....	20 -
2 - IV	Validation et qualification des modes.....	21 -
2 - IV.1	Validation d'un modèle	21 -
2 - IV.2	Qualification d'un modèle	21 -
2 - V	Examen et choix de la procédure de résolution.....	23 -
2 - VI	Analyse et choix des alternatives	24 -
2 - VI.1	Indice de qualité d'une solution.....	25 -
2 - VI.2	Indicateurs de performance.....	25 -
2 - VI.3	Front de PARETO.....	26 -
2 - VII	Conclusions.....	26 -

CHAPITRE 3

CONCEPTION ARCHITECTURALE D'UN SYSTEME EOLIEN

3 - I	Genèse du probleme	28 -
3 - I.1	Variabilité de la conception des systèmes éoliens.....	28 -
3 - I.2	Éléments attendus pour l'aide à la décision.....	28 -
3 - II	Analyse et structuration du problème.....	29 -
3 - II.1	Approche fonctionnelle	29 -
3 - II.2	Analyse physique.....	32 -
3 - II.2.1	Les éoliennes « stall »,.....	34 -
3 - II.2.2	Les éoliennes « pitch ».....	34 -
3 - II.2.3	Les systèmes à vitesse constante	34 -
3 - II.2.4	Systèmes à vitesse variable	35 -

3 - III	Formulation de la base de connaissance	36 -
3 - III.1	Modèle d'estimation du coût de l'éolienne	36 -
3 - III.2	Modèle d'estimation de la quantité d'énergie produite par an.....	37 -
3 - III.2.1	Modèles composants du milieu extérieur (niveau 0).....	37 -
3 - III.2.2	Modèle composant du rotor (niveau 2).....	39 -
3 - III.2.3	Modèle composant multiplicateur (niveau 2).....	42 -
3 - III.2.4	Modèle composant génératrice (niveau 2).....	42 -
3 - III.2.5	Modèle composant de l'éolienne (niveau 0).....	43 -
3 - III.3	Qualification du modèle d'estimation de l'énergie produite par an.....	43 -
3 - III.3.1	L'exactitude et la précision intrinsèque.....	43 -
3 - III.3.2	La spécialisation.....	46 -
3 - III.3.3	La précision extrinsèque et la parcimonie.....	49 -
3 - III.3.4	Utilisation du modèle dans un contexte imprécis.....	51 -
3 - IV	Resolution et discussion.....	51 -
3 - V	Conclusions.....	57 -

CHAPITRE 4

PRODUCTION DECENTRALISEE A BASE DE SYSTEMES EOLIEN

4 - I	Genèse du probleme	59 -
4 - I.1	Prise en compte de la liaison au réseau	59 -
4 - I.2	Eléments attendus pour l'aide à la décision.....	59 -
4 - II	Analyse des flux fonctionnels (niveau 0).....	59 -
4 - III	Objectifs de modélisation.....	62 -
4 - IV	pénétration de la production éolienne dans un réseau de distribution.....	62 -
4 - IV.1	Les critères de qualification de la fonction FC2.....	62 -
4 - IV.2	Analyse des flux physiques mis en jeu (niveau 2).....	63 -
4 - IV.3	Modèle composant du réseau.....	64 -
4 - IV.4	Modèle d'interaction de l'unité électrique avec le réseau.....	65 -
4 - IV.5	Modèles composants de l'unité électrique	66 -
4 - IV.6	Evaluation de la variation lente de la tension.....	68 -
4 - IV.7	Evaluation de la variation rapide de la tension (flickers).....	69 -
4 - V	Evaluation de l'intérêt du contrôle de la puissance réactive	71 -
4 - VI	Evaluation de l'intérêt du stockage inertiel.....	72 -
4 - VI.1	Introduction.....	72 -
4 - VI.1.1	Technologies de stockage	73 -
4 - VI.1.2	Caractérisation d'un système de stockage.....	75 -
4 - VI.1.3	Catégories d'applications.....	76 -

4 - VI.1.4	Comparaison et applications	- 76 -
4 - VI.2	Principe de fonctionnement du couplage entre un système inertiel, un système éolien et un réseau de distribution	- 77 -
4 - VI.3	Analyse du système de stockage inertiel.....	- 78 -
4 - VI.4	Modèle du coût du système de stockage inertiel.....	- 80 -
4 - VI.5	Modèles composants du vent (milieu extérieur)	- 80 -
4 - VI.6	Modèles d'interactions	- 84 -
4 - VI.7	Résultats et discussion.....	- 84 -
4 - VII	Conclusions.....	- 86 -

CHAPITRE 5

AIDE À LA DECISION POUR LE CHOIX D'UN PROJET EOLIEN

5 - I	Genèse du probleme	- 88 -
5 - I.1	Vision globale : adéquation site, système éolien, réseau	- 88 -
5 - I.2	Eléments attendus pour l'aide à la décision.....	- 88 -
5 - II	Modèles économiques.....	- 88 -
5 - II.1	Modèles d'estimation du coût total actualisé du projet.....	- 89 -
5 - II.2	Modèles d'estimation du coût investissement total du projet.....	- 89 -
5 - II.2.1	Coûts des études	- 90 -
5 - II.2.2	Coûts de financement	- 90 -
5 - II.2.3	Coûts du terrain et aménagement du site	- 91 -
5 - II.2.4	Coût d'assurance.....	- 91 -
5 - II.2.5	Coût du transport	- 91 -
5 - II.2.6	Coût d'implantation et de mise en route.....	- 91 -
5 - III	Application : Choix entre 3 sites et leur système eolien adapté.....	- 91 -
5 - III.1	Présentation de l'étude de cas	- 91 -
5 - III.1.1	Sites et économie du projet	- 91 -
5 - III.1.2	Système éolien standard proposé pour ces sites	- 92 -
5 - III.1.3	Domaine de choix des variables de conception des systèmes éoliens.....	- 93 -
5 - III.2	Analyse des solutions obtenues sans tenir compte de la liaison au réseau	- 93 -
5 - III.2.1	Variables et modèles pris en compte	- 93 -
5 - III.2.2	Présentation des résultats.....	- 94 -
5 - III.2.3	Analyse des résultats	- 95 -
5 - III.3	Analyse des solutions obtenues en tenant compte de la liaison au réseau.....	- 97 -
5 - III.3.1	Variables et modèles pris en compte	- 97 -
5 - III.3.2	Présentation des résultats.....	- 97 -
5 - III.3.3	Analyse des résultats	- 98 -

5 - IV	Conclusion	- 98 -
--------	------------------	--------

CHAPITRE 6

CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES	- 100 -
--	---------

ANNEXE

MODELE DU COUT D'UN SYSTEME EOLIEN	- 103 -
---	---------

NOMENCLATURE	- 125 -
---------------------------	---------

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	- 129 -
--	---------

TABLE DES ILLUSTRATIONS

LISTE DES FIGURES

Figure 1. 1 : Relations techniques et contractuelles entre les différents acteurs dans un projet éolien.....	- 3 -
Figure 1. 2 : Déroulement d'un projet industriel.	- 4 -
Figure 1. 3 : Influence stratégique de la décision préliminaire sur le coût d'un projet industriel.....	- 6 -
Figure 1. 4 : Le processus de prise de décision [SIM, 1960].	- 7 -
Figure 1. 5 : Approche globale d'aide à la prise de décision.	- 8 -
Figure 1. 6 : Récapitulation de la structure la thèse.....	- 9 -
Figure 2. 1: Organigramme de tâches d'un projet.	- 11 -
Figure 2. 2 : Analyse systématique des milieux extérieurs environnants (syntaxe APTE)	- 11 -
Figure 2. 3 : De l'architecture fonctionnelle aux blocs fonctionnels	- 12 -
Figure 2. 4 : Démarche de recherche des fonctions structurantes.....	- 13 -
Figure 2. 5 : Organigramme Technique étendu aux milieux extérieurs (OTe).	- 14 -
Figure 2. 6 : Bloc diagramme fonctionnel.....	- 14 -
Figure 2. 7 : Notion de composant.	- 15 -
Figure 2. 8 : Loi d'intégralité des parties.....	- 15 -
Figure 2. 9 : Cheminement du flux fonctionnel et pertes associées	- 16 -
Figure 2. 10 : Vision organique liée à la fonction de service FS.....	- 17 -
Figure 2. 11: Distinction entre incertitude et imprécision.....	- 22 -
Figure 2. 12: Exemple d'espace des solutions.	- 26 -
Figure 2. 13 : Démarche globale utilisée pour l'élaboration de l'outil d'aide à la décision.....	- 27 -
Figure 3. 1: Système éolien : situation de vie fonctionnement normal, fonction de service et fonctions contraintes (syntaxe APTE)	- 29 -
Figure 3. 2: Organigramme technique étendu d'une éolienne.	- 31 -
Figure 3. 3 : Bloc diagramme niveau 2 de l'éolienne.....	- 32 -
Figure 3. 4 : Contrôle du flux d'énergie mécanique.....	- 33 -
Figure 3. 5 : Contrôle du flux d'énergie électrique.	- 33 -
Figure 3. 6 : Aérodynamique d'une section de pale.....	- 34 -
Figure 3. 7 : Système à vitesse constante.....	- 35 -
Figure 3. 8 : Systèmes à vitesse variable à convertisseur lié au stator.	- 35 -
Figure 3. 9 : Systèmes à vitesse variable à convertisseur lié au rotor.....	- 36 -
Figure 3. 10 : Spectre énergétique de la vitesse du vent.....	- 37 -

Figure 4. 1: Exemple d'une structure d'un réseau électrique	- 60 -
Figure 4. 2: Possibilités de contrôle du flux d'énergie électrique (niveau 0).....	- 61 -
Figure 4. 3: Courbe de variation de la tension.....	- 63 -
Figure 4. 4: Analyse des flux fonctionnels : flux d'énergie électrique (niveau 2).....	- 63 -
Figure 4. 5 : Modèle du réseau.....	- 64 -
Figure 4. 6: Diagramme vectoriel	- 65 -
Figure 4. 7: Circuit équivalent de la génératrice d'un système à vitesse constante.....	- 66 -
Figure 4. 8: Puissance réactive en fonction de la puissance active pour une génératrice de 600kW.....	- 68 -
Figure 4. 9: Variation de la tension provoquée par la connexion d'une éolienne de 600kW, en fonction du réseau ($U_1=11\text{kV}$, $S_{sc} =10\text{MVA}$).....	- 68 -
Figure 4. 10: Taux maximal de pénétration de l'énergie éolienne en fonction du réseau	- 69 -
Figure 4. 11: Degré maximal de pénétration de l'énergie éolienne en fonction du réseau.....	- 70 -
Figure 4. 12: Taux maximal de pénétration de l'énergie éolienne en fonction du réseau :	- 71 -
Figure 4. 13: Taux maximal de pénétration de l'énergie éolienne en fonction du réseau	- 72 -
Figure 3. 11: Approximation par la distribution de Weibull de la distribution du vent.	- 38 -
Figure 3. 12 : Puissance aéroulque ($k = 2$, $c = 8$).....	- 39 -
Figure 3. 13: Coefficient de puissance en fonction de la vitesse spécifique pour une éolienne de 600kW.....	- 41 -
Figure 3. 14 : Puissance du rotor d'une éolienne de 600kW.....	- 41 -
Figure 3. 15: Rendement du multiplicateur d'une éolienne de 600kW.....	- 42 -
Figure 3. 16: Rendement de la génératrice d'une éolienne de 600 kW.....	- 43 -
Figure 3. 17 : Puissance et coefficient d'efficacité de référence de l'éolienne NEG NTK 500/37.....	- 44 -
Figure 3. 18: Puissance et coefficient d'efficacité, comparaison des résultats du modèle avec les données mesurées sur site de l'éolienne NEG NTK 500/37.....	- 45 -
Figure 3. 19: Puissance et coefficient d'efficacité, comparaison des résultats du modèle avec les données mesurées de l'éolienne Vestas V39- 500.	- 47 -
Figure 3. 20: Puissance et coefficient d'efficacité, comparaison des résultats du modèle avec les données mesurées de l'éolienne Enercon E-66.	- 48 -
Figure 3. 21: Comparaison des écarts liés aux trois concepts étudiés.	- 49 -
Figure 3. 22 : Domaine de solutions (Front de PARETO).....	- 53 -
Figure 3. 23 : Réduction du coût possible pour le scénario 1	- 54 -
Figure 3. 24 : Augmentations des coûts pour le scénario 2.....	- 55 -
Figure 3. 25 : Réductions et augmentations des coûts pour les scénarios 3, 4 et 5.....	- 56 -
Figure 3. 26 : Réductions et augmentations des coûts pour le scénario 6	- 57 -

Figure 4. 14 : Système de stockage inertiel proposé par Beacon Power	73 -
Figure 4. 15 : Principe de la pile à combustible [COU, 2005].....	74 -
Figure 4. 16: Principe d'atténuation des flickers en utilisant un système de stockage inertiel [LEC, 2004]	77 -
Figure 4. 17: Structure du système de stockage inertiel [MUL, 2002].....	78 -
Figure 4. 18: Organigramme technique du système de stockage	79 -
Figure 4. 19: Série temporelle du vent ($V_m = 8$ et $I_v = 0.12$).	81 -
Figure 4. 20: Variation du vent, moyennée sur des périodes inférieures à 3 min.....	82 -
Figure 4. 21: Variation du vent, moyennée sur des périodes supérieures ou égales à 3 min.	82 -
Figure 4. 22: La vitesse mesurée, la vitesse standardisée et la vitesse approchée ($V_m = 8$, $I_v = 0.1$).	83 -
Figure 4. 23: Energie maximale qui doit être restituée par le système de stockage.....	85 -
Figure 4. 24: La puissance maximale du fonctionnement du système de stockage.....	86 -
Figure 5. 1 : Organigramme de tâches : identification des coûts liés à un projet éolien.....	90 -
Figure 5. 2 : Modèles considérés et variables d'entrée du problème résolu.	93 -
Figure 5. 3 : Coût total actualisé du projet en fonction du coût du kWh pour les meilleures solutions obtenues et pour le système éolien standard pour les trois sites.....	94 -
Figure 5. 4 : L'énergie produite par an en fonction du coût du kWh pour les meilleures solutions obtenues et pour le système éolien standard pour les trois sites.	95 -
Figure 5. 5 : Influence du paramètre V_{des} sur le facteur de puissance du système.....	97 -
Figure 5. 6 : Modèles considérés et variables d'entrée du problème résolu.	97 -
Figure 5. 7 : Les meilleures solutions valables lorsqu'on prend en compte le réseau.....	98 -
Figure A. 1 : Organigramme technique du système éolien.....	103 -
Figure A. 2 : Organigramme technique du rotor.	104 -
Figure A. 3 : Exemple d'une section de pale en résine polyester / fibre de verre (LM Glasfiber A/S) -	105 -
Figure A. 4 : surface de la pale modélisée [REE, 1996].....	107 -
Figure A. 5 : Évolution de la technologie des génératrices.	118 -

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2. 1 : Exemple de flux générés par des gradients de variables d'état [MAL, 2004].....	17 -
Tableau 3. 1: Fonctions, variables critères et flexibilité correspondantes.....	30 -
Tableau 3. 2 : Les fonctions machines associées à chaque bloc fonctionnel du niveau 2.....	31 -
Tableau 3. 3 : Classification des composants de l'éolienne au niveau 2 pour la satisfaction de la fonction de service FS.....	33 -
Tableau 3. 4: Variables de conception de l'éolienne standard NEG NTK 500/37.....	44 -
Tableau 3. 5 : Energie de référence produite par an de l'éolienne NEG NTK 500/37.....	45 -
Tableau 3. 6 : Energie produite par an, comparaison des résultats obtenus par le modèle avec les données mesurées de l'éolienne NEG NTK 500/37.....	45 -
Tableau 3. 7 : Influence de l'imprécision due à la finesse sur l'exactitude du modèle.....	46 -
Tableau 3. 8: Variables de conception de éolienne standard Vestas V39- 500.....	47 -
Tableau 3. 9: Variables de conception de éolienne standard Enercon E-66.....	47 -
Tableau 3. 10 : Energie produite par an, comparaison des résultats obtenue par le modèle avec les données mesurées sur deux sites de l'éolienne Vestas V39- 500.....	47 -
Tableau 3. 11 : Energie produite par an, comparaison des résultats obtenue par le modèle avec les données mesurées de l'éolienne Enercon E-66.....	48 -
Tableau 3. 12 : Energie produite par an, comparaison des résultats obtenue par le modèle avec les données mesurées sur deux sites de l'éolienne NEG NTK 500/37.....	51 -
Tableau 3. 13 : Variables de conception et critères associés au système standard Vestas V39-500.....	51 -
Tableau 3. 15 : Caractérisation du site étudié.....	52 -
Tableau 3. 14 : Domaines de variation des variables de conception.....	52 -
Tableau 3. 16 : solutions non dominées du front de PARETO.....	53 -
Tableau 3. 17 : Solutions optimisées pour les différents scénarios.....	54 -
Tableau 3. 18: Gain au niveau de l'indice qualité obtenu pour les scénarios de reconception proposés -	58 -
Tableau 4. 1 : Caractéristique d'une génératrice de 600kW pour un glissement nominal.....	67 -
Tableau 4. 2 : Caractéristiques des technologies de stockage [BEU, 2003] et [MUL, 1996].	77 -
Tableau 4. 3 : Fonction machine du système de stockage inertiel.....	79 -
Tableau 4. 4 : Coûts spécifiques des systèmes de stockage inertiels [SAN, 2001].....	80 -
Pour notre analyse, nous prenons les valeurs maximales de ces coefficients ceci nous amène à caractériser trois types de sites comme indiqué sur le Tableau 4. 5 pour une hauteur de 40 m.	84 -
Tableau 4. 6: Caractérisation des trois types de sites étudiés.....	84 -
Tableau 4. 7: Variables de conception de l'éolienne étudié.....	85 -

Tableau 5. 1 : Caractéristiques des sites étudiés	- 92 -
Tableau 5. 2 : Variables de conception et critères associés au système éolien standard.....	- 92 -
Tableau 5. 3 : Domaines de variation des variables de conception.	- 93 -
Tableau 5. 4 : Les critères liés au système éolien standard.....	- 95 -
Tableau 5. 5 : Comparaison des solutions optimisées pour les trois sites	- 96 -
Tableau A. 1 : Modèle de masse de la structure des pales [FOL, 1990].....	- 106 -
Tableau A. 2: Géométrie du profil de pale.	- 107 -
Tableau A. 3 : Modèle de masse du profil des pales [FOL, 1990].	- 108 -
Tableau A. 4 : Modèle de masse du mécanisme de freinage en bout de pale.....	- 108 -
Tableau A. 5 : Modèle de masse des brides.	- 109 -
Tableau A. 6 : Modèle de masse de la structure du moyeu.	- 110 -
Tableau A. 7 : Modèle de masse du mécanisme du système de régulation "pitch".....	- 111 -
Tableau A. 8 : Modèle de masse du mécanisme d'articulation du moyeu.	- 111 -
Tableau A. 9 : Modèle de masse du capot protecteur.....	- 111 -
Tableau A. 10 : Modèle de masse de l'arbre lent.	- 112 -
Tableau A. 11 : Modèle de masse du palier avant.....	- 113 -
Tableau A. 12 : Modèle de masse du multiplicateur.....	- 114 -
Tableau A. 13 : Modèle de masse de l'arbre rapide.	- 114 -
Tableau A. 14 : Modèle de masse du châssis de nacelle.	- 115 -
Tableau A. 15 : Modèle de masse du capot de nacelle.....	- 115 -
Tableau A. 16 : Modèle de masse du mât.	- 116 -
Tableau A. 17 : Modèle de coût de la fondation.....	- 116 -
Tableau A. 18 : Modèle de masse de l'unité électrique.	- 117 -
Tableau A. 19 : Modèle de coût de la génératrice.....	- 118 -
Tableau A. 20 : Modèle de coût de la génératrice.....	- 119 -
Tableau A. 21 : Modèle de masse des câbles.	- 119 -
Tableau A. 22 : Modèle de masse des étriers.....	- 120 -
Tableau A. 23 : Modèle de masse du disque du frein.....	- 121 -
Tableau A. 24 : Modèle de masse du module d'orientation de la nacelle.....	- 121 -
Tableau A. 25 : Modèle de masse du système de lubrification	- 122 -
Tableau A. 26 : Modèle de masse du système hydraulique.	- 122 -
Tableau A. 27 : Modèle de masse du système d'air conditionné et système anti-feu.....	- 122 -
Tableau A. 28 : Modèle de coût du système de supervision.	- 123 -
Tableau A. 29 : coûts spécifiques des composants.....	- 124 -

CHAPITRE 1

CONTEXTE GENERAL

1 - I INTRODUCTION

Traditionnellement, les réseaux électriques sont divisés en trois parties, production, transmission, et distribution. A cause de l'économie d'échelle et des contraintes environnementales et de sécurité, les systèmes de production de l'énergie électrique sont souvent construits sous forme de grandes centrales (centaines de MW) localisées dans des régions non peuplées et loin des lieux de consommation. Pour assurer une sécurité et une disponibilité très élevées, les réseaux ont été, dans beaucoup de cas, maillés, pour fournir le cheminement alternatif en cas de défauts. Ils sont protégés contre les défaillances critiques et des phénomènes naturels, tels que les coups de foudre, avec des équipements électroniques et mécaniques [WEE, 2002].

Les réseaux électriques sont, actuellement, soumis à des nouvelles contraintes [AMP, 2001]:

- L'ouverture du marché de l'électricité,
- La réduction des émissions des gaz à effet de serre pour répondre au Protocole de KYOTO,
- L'évolution rapide de la demande.

Les évolutions institutionnelles et techniques associées à ces nouvelles contraintes encouragent, de plus en plus, une grande pénétration de la production décentralisée. Celle-ci a trouvé son intérêt dès lors que l'on cherchait des solutions pour les différents problèmes socio-économiques liés au secteur de la production de l'énergie électrique [FRA, 2003]. Ce nouveau concept de production décentralisé est initié au départ par l'envie d'exploiter massivement la cogénération et les ressources en énergies renouvelables [AMP, 2001]. Par opposition à la production centralisée, la production décentralisée ou dispersée est caractérisée d'après le CIGRE (the International Council on Large Electric Systems) par [ACK, 2001]:

- des puissances ne dépassant pas 50 à 100 MW,
- des connections au réseau de distribution,
- une utilisation non dispatchable.

La production décentralisée inclut les générateurs basés sur : la biomasse, les turbines à gaz, les groupes diesel, les petites centrales hydrauliques, les technologies de stockage, les systèmes photovoltaïques, les systèmes éoliens, etc..

Dans cette thèse, nous sommes intéressés par la production décentralisée à base de systèmes éoliens et par la réalisation d'un outil d'aide à la décision dans ce domaine. Ce type d'outil a pour objectif d'aider les différents acteurs à prendre des décisions sur les choix inhérents à leurs activités dans le domaine éolien.

1 - II LE PROJET EOLIEN

Les systèmes éoliens connaissent un essor considérable depuis une quinzaine d'années. Grâce au caractère renouvelable et non polluant de l'énergie produite, l'intégration de ces systèmes est devenue un élément clé pour des nouvelles politiques énergétiques dans de nombreux pays [GTZ, 2001]. Intéressé par

le développement durable au travers d'une large intégration de l'énergie éolienne dans les systèmes de production d'énergie électrique, le gouvernement est, généralement, l'initiateur du projet éolien au travers d'organismes de promotion de ce type d'énergie.

Le **projet éolien** réalise l'adéquation entre un **besoin exprimé (aspect sociétal)**, des possibilités de **rentabilité** financière (**aspect économique**), un **site (aspects ressources renouvelables et développement durable)**, un **système éolien (aspect technologique)** et un **réseau (aspect qualité et sûreté de fonctionnement)**.

Le système éolien souvent réduit à une éolienne (chapitre 3) peut intégrer une unité de stockage pour pallier les problèmes liés à son intégration dans le réseau électrique (chapitre 4).

1 - III LES ACTEURS DANS UN PROJET EOLIEN

Les principaux acteurs qui interviennent dans le processus de prise de décision d'un projet éolien sont : **le maître d'ouvrage** (l'investisseur), **le distributeur** de l'énergie électrique, **le fabricant**. Le projet éolien est souvent divisé en plusieurs lots. Pour assurer une bonne organisation du projet éolien, **un maître d'œuvre** (expert) est désigné par le maître d'ouvrage pour assurer la coordination et jouer le rôle de facilitateur du projet [AFI, 1998]. Le maître d'œuvre peut être considéré comme le véritable responsable du projet éolien. La Figure 1. 1 montre un exemple de relations contractuelles entre les différents acteurs d'un projet éolien.

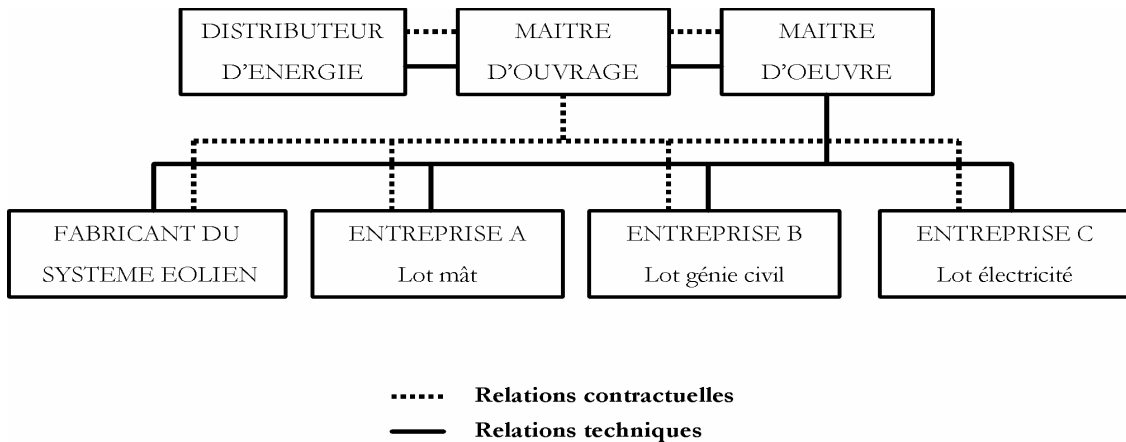


Figure 1. 1 : Relations techniques et contractuelles entre les différents acteurs dans un projet éolien.

1 - IV DEROULEMENT D'UN PROJET EOLIEN

Comme tout projet industriel, le projet éolien est jalonné par des phases successives, aux objectifs bien définis. A chaque jalon, correspondent des travaux à effectuer et des décisions à prendre par les différents acteurs [AFI, 1998]. La Figure 1. 2 montre les différents jalons, les documents qui doivent être livrés, et les décisions qui doivent être prises.

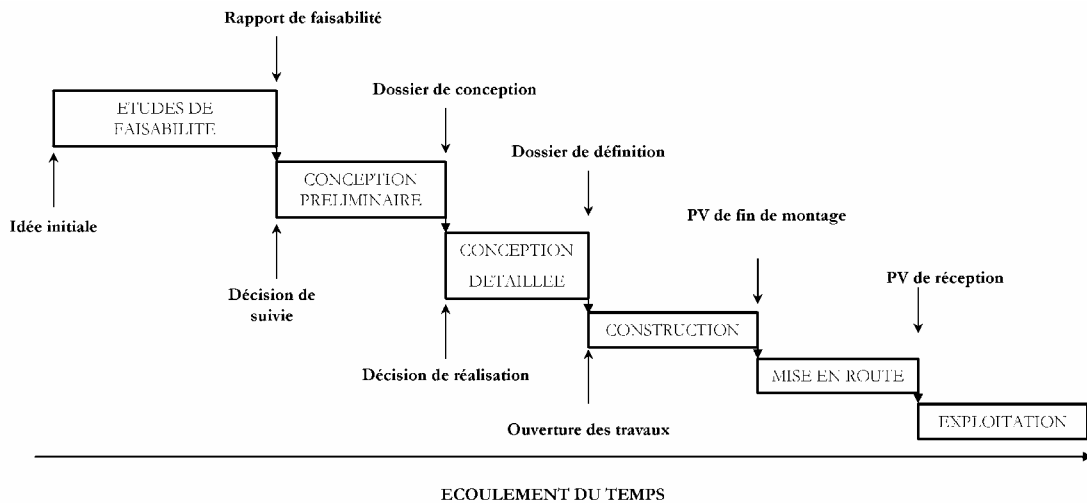


Figure 1. 2 : Déroulement d'un projet industriel.

1 - IV.1.1 Etudes de faisabilité

Les études de faisabilité sont généralement réalisées par le gouvernement (organisme de promotion). Les sites qui représentent un potentiel éolien suffisant sont sélectionnés à partir des données météorologiques et en utilisant des logiciels d'extrapolation. Des études détaillées d'impact sur le milieu naturel, social et sur les servitudes techniques des sites sont ensuite entreprises afin de faire le choix définitif des alternatives (ensemble de sites qui peuvent être exploités). Les études d'impact sur le milieu naturel comporte celles, par exemple, la localisation du site par rapport aux trajets des oiseaux migrateurs. Les études sur l'impact sur le milieu social prennent en compte l'acceptation par la population d'un tel système de production [WIN, 2001].

Les servitudes techniques, d'un site concernent:

- a. Les servitudes radioélectriques
- b. Les servitudes aéronautiques
- c. Les contraintes foncières
- d. La localisation des postes et lignes électriques
- e. L'existence et état des voies d'accès

Ces servitudes peuvent être évalué à partir d'un système d'informations géographiques (SIG) [VOI, 1998].

1 - IV.1.2 Conception préliminaire

Les alternatives proposées par les organismes de promotion sont exploitées par le maître d'œuvre qui se chargera de choisir une ou plusieurs alternatives en collaboration avec les autres interlocuteurs. Le maître d'ouvrage voit le profit qui peut être réalisé. Le distributeur s'intéresse à la viabilité du système, au coût et la qualité de l'énergie de l'énergie produite et à la sécurité de son réseau. Le fabricant propose des systèmes éoliens. Le maître d'œuvre s'intéresse, non seulement à la viabilité technique de l'équipement, mais également aux aspects économiques et financiers. Le premier aspect est relié à la définition architecturale

du système et à la manière dont il est techniquement connecté au réseau (sécurité de fonctionnement et qualité de l'énergie dans le réseau) ; tandis que l'aspect économique est relié aux coûts qui représentent la somme des dépenses au cours de chaque phase du projet [DIV, 2000]. Ces coûts comportent aussi ceux d'un éventuel renforcement du réseau ou d'adaptation du système éolien (comme par exemple l'intégration d'un système de stockage de l'énergie) [TAN, 2000]. La conception architecturale du système éolien inclut, aussi, l'emplacement des éoliennes sur le site en fonction de la topographie, des obstacles et de la végétation environnante, dans le cas d'un parc éolien. Cet aspect n'est pas traité dans cette thèse.

A la fin de cette phase, la décision de réalisation du projet est prise, les contrats sont signés. Ces contrats concernent : la location ou l'achat du terrain, l'obtention du permis de construire, l'assurance et la convention de raccordement au réseau.

1 - IV.1.3 Conception détaillée

Les composants standard sont choisis et les composants à définir sont conçus et définis. Les plans d'implantation et de raccordement au réseau sont aussi réalisés pendant cette phase.

1 - IV.1.4 Construction et mise en route

Après l'aménagement du site et la réalisation de travaux d'accessibilité aux véhicules acheminant le système éolien sous les conditions définies dans le permis de construire, le système éolien peut alors être installé et mis en route.

1 - IV.1.5 Exploitation

Lors de l'exploitation du système, deux types de maintenance sont à considérer, une maintenance prédictive est fixée périodiquement pour vérifier le bon fonctionnement du système et une maintenance corrective dans le cas de la survenue d'une panne du système.

1 - V POSITIONNEMENT DU PROBLEME

1 - V.1 Enjeux de la phase de conception préliminaire

La prise de décision pendant la phase de conception préliminaire d'un projet éolien s'avère une tâche complexe. Les acteurs principaux qui sont impliqués dans le processus de prise de décision pendant la phase de conception préliminaire sont le maître ouvrage (investisseur) et le distributeur. Pour prendre une décision, ces deux acteurs, doivent faire appel à des connaissances qui sont extérieures à leurs organisations. Ces connaissances existent principalement chez le fabricant et le scientifique et, pour être utilisables dans le processus de décision, elles sont traduites, généralement par le maître d'œuvre, sous forme de tendances ou d'estimations. De surcroît, les caractéristiques des informations et des modèles recherchés dépendent de l'environnement de la décision et des besoins non exprimables [COU, 2001].

La décision pendant la phase de conception est capitale. On peut préciser cette réflexion en s'appuyant sur la figure 1. 3 [AFI, 1998]. En particulier, on s'aperçoit que les deux premières phases (études préliminaires et études détaillées) ne représentent qu'une faible part des coûts réels de la réalisation d'un projet éolien (courbe 2) alors qu'elles conditionnent largement – à hauteur de 75% – le coût global final du projet.

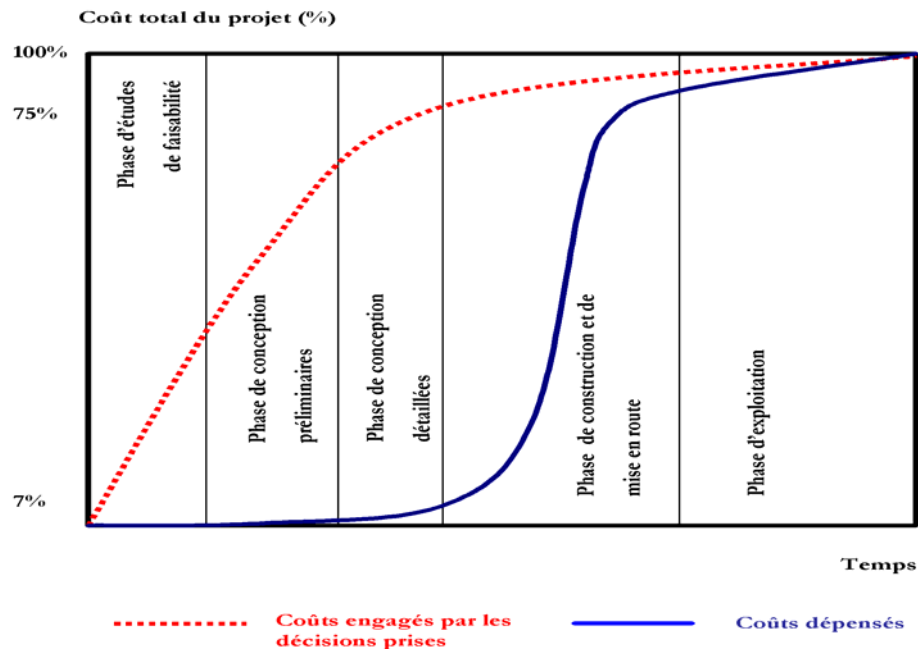


Figure 1. 3 : Influence stratégique de la décision préliminaire sur le coût d'un projet industriel.

Plusieurs outils et logiciels dédiés aux systèmes éoliens ont été réalisés (WASP, etc.). Ces outils cherchent à maximiser les performances et/ou réduire le coût de l'énergie produite. Ils prennent souvent en compte tous les efforts et les propriétés de résistance des structures avec une approche par éléments finis et/ou par analyse modale. Certains utilisent des simulations numériques pour la reproduction des caractéristiques aérodynamiques du vent sur le site. Ces outils sont orientés vers la conception et la définition détaillée d'un système éolien. Ils ne sont pas conçus pour aider à la décision pendant la phase d'études préliminaires [DIV, 2000] [KIR, 2001].

Les logiciels précités sont consommateurs de temps et utilisent des machines standards qui peuvent être mal adaptées au site ; ils ne permettent pas la reconception d'un système éolien.

Il existe donc un besoin de logiciel permettant de pallier ces manques.

1 - V.2 Le risque pendant la phase de conception préliminaire

Le risque pendant la phase de conception correspond au fait que le système éolien choisi ne réponde pas à l'ensemble des exigences attendues. En effet, ces systèmes utilisent des technologies et des concepts différents. La multiplicité des choix possibles, des interactions entre les différents paramètres du problème et des points de vue à prendre en compte rend difficile la définition de l'éolienne adaptée au site [DIV, 2000]. Pratiquement, les conséquences d'un choix sont souvent difficiles à anticiper et à quantifier,

ces difficultés peuvent entraîner un mauvais choix du système et conduisent à omettre le gain qui pourra être garanti par une définition adaptée au site [FUG, 2002]. Un mauvais choix peut aussi engendrer des perturbations au niveau du réseau local ou de l'environnement et peut, dans certains cas, entraîner la destruction du système lui-même [TAN, 2000].

Il est nécessaire de structurer la connaissance pour pouvoir maîtriser ces risques pour les prendre en compte dès la conception préliminaire.

1 - VI APPROCHE GLOBALE ET OBJECTIFS

Une démarche d'aide à la décision a pour objectif d'éclairer les décisions de nature managériale et de conduire les processus de décision dans les systèmes organisés en s'appuyant sur des données techniques et scientifiques [ROY, 1992]. Le processus de prise de décision se déroule en trois phases : intelligence, conception, et choix (voir la Figure 1. 4) [SIM, 1960].

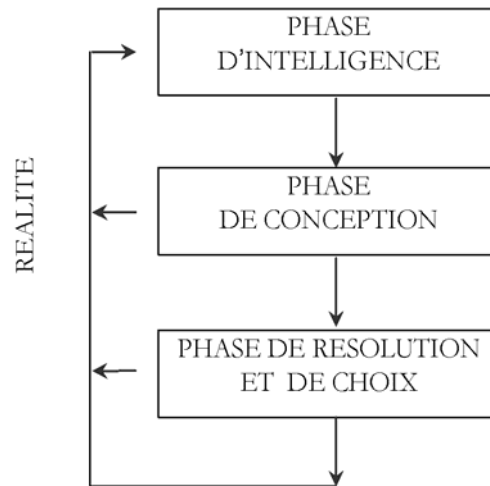


Figure 1. 4 : Le processus de prise de décision [SIM, 1960].

La phase d'intelligence consiste à identifier et structurer le problème, les critères de décision sont fixés et les modèles à formuler sont identifiés. Pendant la phase de conception les modèles sont formulés et qualifiés. La phase finale consiste à examiner la procédure de résolution, générer les alternatives et opérer les choix les plus appropriés. Simon [SIM, 1960] précise que la formulation du problème n'est pas totalement objective et ne peut être envisagée indépendamment des rapports entre l'individu et la réalité (objectifs) ; elle évolue au fur et à mesure du processus de décision.

La compréhension de l'ensemble du processus de prise de décision dans lequel s'insère l'aide est primordiale. Elle implique une capacité d'appréhender adéquatement le problème dont la résolution alimente par la suite le processus [LAN, 1998].

L'outil d'aide à la décision que nous développons dans cette thèse, vise à produire des connaissances et des résultats habituellement mis en œuvre par le maître d'œuvre. Ils cherchent à pallier les insuffisances inhérentes aux approches ne prenant pas suffisamment en compte les phénomènes physiques mis

en jeu dans le fonctionnement réel des systèmes éoliens et veulent garder à l'échelle de la décision économique la pertinence des connaissances physiques et d'ingénierie.

Nous proposons de structurer et capitaliser les connaissances utilisées par le distributeur, les fabricants et le maître d'ouvrage, afin de réaliser une base de modèles de conception préliminaire d'un système éolien. Notre démarche d'aide à la décision fait appel à :

- Des outils d'analyse et structuration du problème de décision,
- Une méthodologie de formulation et qualification du modèle d'aide à la décision,
- Un solveur de satisfaction de contraintes, et des outils d'analyse des alternatives (solutions).

Ces outils et méthodologies sont construits à l'issue des travaux réalisés par le TREFLE, autour de la conception préliminaire de produit, dans le cadre du projet RNTL CO2 [SCA, 2004] [VER, 2004] [ARB, 2003].

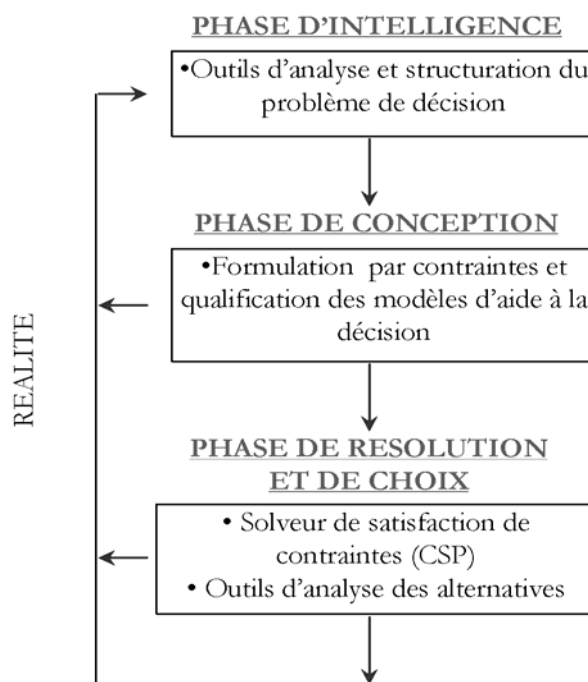


Figure 1. 5 : Approche globale d'aide à la prise de décision.

1 - VII STRUCTURATION DE LA THESE

Dans le **chapitre 2** de cette thèse nous développons la démarche globale et les différents outils utilisés.

Le **chapitre 3** présente l'analyse et structuration du problème de décision lié à la conception architecturale du système éolien, il fournit une description détaillée des éoliennes à axe horizontal en expliquant leurs fonctionnement. Il capitalise les connaissances des fabricants d'éoliennes et s'intéresse, ensuite à l'interaction du système éolien avec le vent dans le site et regarde les différents blocs fonctionnels où des choix de conception peuvent être faits, et considère les avantages et les inconvénients des options possibles dans chaque cas.

Le **chapitre 4** est consacré à la formulation des modèles liés à l'interaction du système éolien avec le réseau dans le contexte de la production décentralisée. Il analyse le réseau et les contraintes qui lui sont associées, propose des solutions pour améliorer l'intégration des systèmes éoliens dans les réseaux de distribution, et se termine par la comparaison de deux solutions différentes (contrôle de la puissance réactive, et l'intégration d'un système de stockage inertiel).

Dans le **chapitre 5**, l'ensemble des connaissances structurées et capitalisées dans les deux chapitres précédents est associé avec des connaissances de nature économique utilisées par le maître d'ouvrage afin de reconstituer le modèle global d'aide à la décision. Pour montrer la pertinence de notre approche, ce chapitre se termine par une étude de cas où on a la possibilité de choisir parmi trois alternatives différentes.

Le **chapitre 6** concerne la conclusion et évoque les perspectives à venir.

La Figure 1. 6 récapitule la structuration de cette thèse.

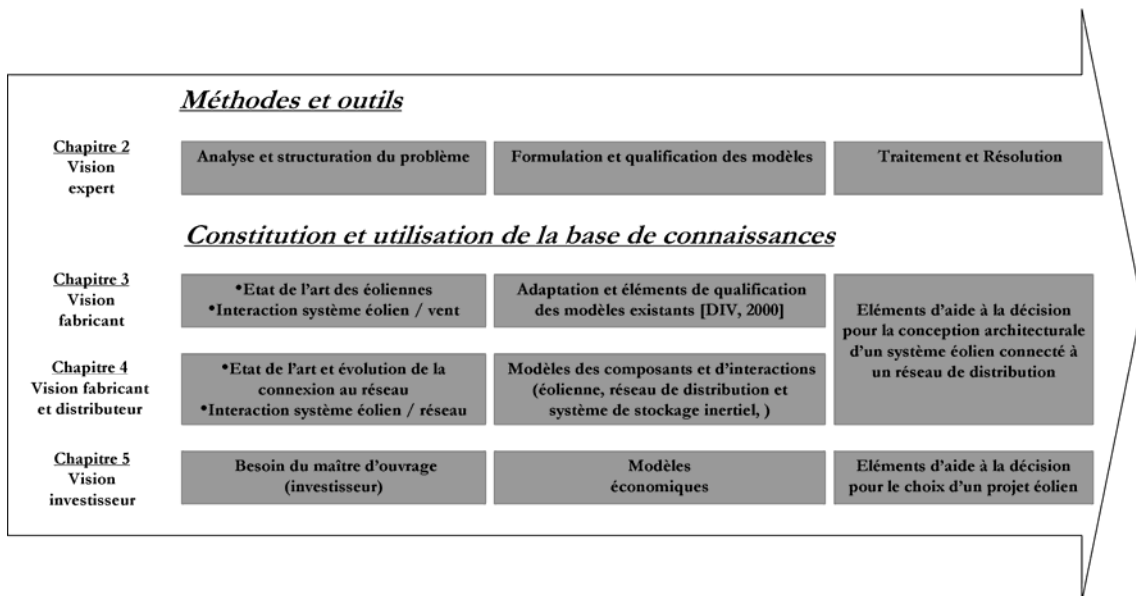


Figure 1. 6 : Récapitulation de la structure la thèse.

CHAPITRE 2

DEMARCHE GLOBALE D'AIDE A LA DECISION: METHODES ET OUTILS

2 - I INTRODUCTION

Nous faisons le constat suivant : il existe un certain nombre d'outils d'aide à la décision en conception préliminaire, mais il n'existe pas de démarche structurant la formalisation de modèles de comportement et permettant d'alimenter les bases de connaissances de ces outils. Nous proposons une démarche de formalisation de modèles adaptée à ces outils et cohérente dans un cadre de l'aide à la décision en conception préliminaire.

Cette démarche globale s'appuie :

- sur une méthode d'analyse et structuration du problème pour l'aide à la décision,
- sur une décomposition du système à modéliser pour simplifier la modélisation,
- sur une démarche de formulation et de qualification du modèle, permettant d'analyser son aptitude à fournir une aide à la décision.
- et enfin, sur un outil de résolution des problèmes de satisfaction de contraintes, et des méthodes d'aide aux choix des solutions les plus adaptées au objectifs.

2 - II ANALYSE ET STRUCTURATION DU PROBLEME DE DECISION

L'analyse et la structuration du problème de décision mettent en œuvre des méthodes de recherche des caractéristiques structurantes depuis l'émergence du concept jusqu'aux choix et réalisation d'un projet éolien. Elle permet d'identifier de manière exhaustive les critères de décision et les indicateurs de pertinence qui doivent être évalués pour qualifier une solution donnée.

L'analyse et la structuration facilite l'émergence des connaissances à prendre en compte pendant la phase de formulation de la base de modèles d'aide à la décision.

La structuration du problème de décision est réalisée en utilisant trois approches :

- Approche organisationnelle,
- Approche fonctionnelle,
- Approche physique.

2 - II.1 Approche organisationnelle

Cette approche reconnaît qu'un projet industriel est jalonné par des phases successives, aux objectifs bien définis. Elle se base sur un découpage technique du contenu du projet, d'une manière systématique et exhaustive et utilise la notion d'organigramme de tâches. Elle permet d'identifier les tâches liées à un projet [NAD, 2003]. La Figure 2. 1 montre les grandes phases d'un projet d'investissement industriel.

Cette approche reconnaît qu'un projet industriel est jalonné par des phases successives, aux objectifs bien définis. Elle se base sur un découpage technique du contenu du projet, d'une manière systématique et exhaustive et utilise la notion d'organigramme de tâches. Elle permet d'identifier les tâches

liées à un projet [NAD, 2003]. La Figure 2. 1 montre les grandes phases d'un projet d'investissement industriel.

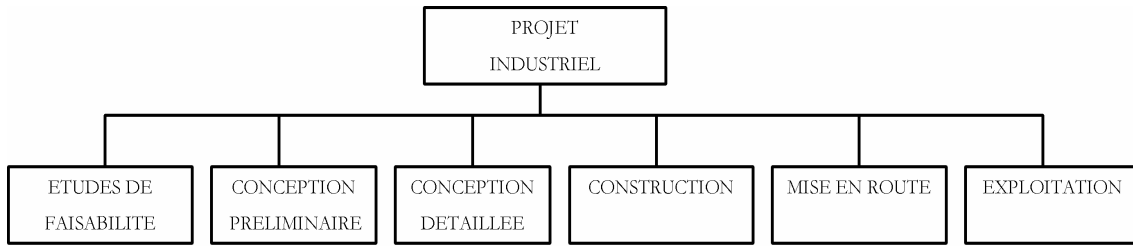


Figure 2. 1: Organigramme de tâches d'un projet.

Cette approche permet, aussi, d'identifier les coûts liés à un projet en listant l'ensemble des dépenses associées à la réalisation de chaque tâche. Cette notion correspond à ce que les anglo-saxons appellent Work break-down structure [AFI, 1998].

2 - II.2 Approche fonctionnelle

2 - II.2.1 Analyse fonctionnelle externe

L'analyse fonctionnelle externe permet d'identifier le besoin fonctionnel et d'exprimer les critères de qualifications ainsi que les situations de vie de référence. Elle utilise l'analyse systématique des milieux extérieurs environnants (Figure 2. 2, syntaxe APTE) pour énumérer les milieux extérieurs et définir les fonctions de niveau 1 liées au système à étudier. Ces fonctions sont de deux natures : les fonction de service (FS) liant deux milieux extérieurs via le système et les fonctions contraintes (FC) qui sont imposées au système par chaque milieu extérieur. Cette analyse peut être réalisée pour chaque composant identifié dans l'organigramme technique étendu aux milieux extérieurs (OTe, Figure 2. 5) , les composants limitrophes sont alors des milieux extérieurs.

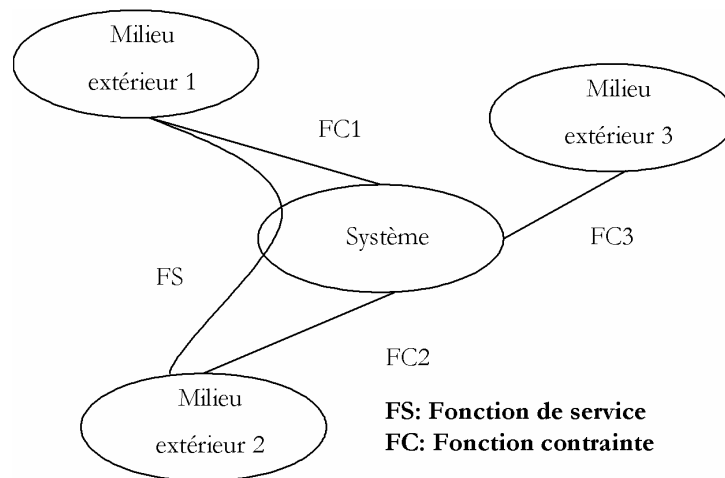


Figure 2. 2 : Analyse systématique des milieux extérieurs environnants (syntaxe APTE)

2 - II.2.2 Analyse fonctionnelle interne

L'analyse FAST (Function Analysis System Technique) [TAS, 2003] permet de préciser les possibilités de réalisation des fonctions de premier niveau. Elle conduit à une succession de fonctions hiérarchisées (selon une syntaxe bien précise) depuis des fonctions internes indispensables au concept analysé dites techniques (FT) jusqu'à des fonctions de base dites élémentaires (FE). Ces fonctions internes ne sont pas voulues par le client et seront identifiées comme cibles potentielles d'évolution (logique de non demandé en analyse de la valeur).

C'est un outil de description et d'analyse et non de recherche de solutions. Par contre, il permet d'affiner l'expression des besoins fonctionnels. Si l'entreprise possède des concepts "sur étagère" ou des habitudes de conception, il peut être utilisé comme outil de choix en permettant d'associer la fonction voulue aux possibilités de réalisation exprimées par l'entreprise.

2 - II.2.3 Architecture fonctionnelle

L'architecture fonctionnelle regroupe les FAST de chaque fonction, elle constitue la vision fonctionnelle exhaustive du produit à concevoir. La Figure 2. 3 définit cette architecture et positionne les méthodes d'analyse qui permettent de l'élaborer. Elle décrit des niveaux systémiques et permet de visualiser l'association de fonctions préalable à la découverte et à la construction des blocs fonctionnels [CAV, 1991]. Le bloc fonctionnel constitue une entité fonctionnelle à part entière, sa fonction globale est appelée fonction machine (FM). Pour la réaliser, il a lui-même une architecture fonctionnelle incluse dans la précédente. Cette vision conduit à une conception modulaire où le produit final n'est que l'association de blocs fonctionnels réalisés majoritairement par des sous-traitants. Cette association va faire intervenir des composants d'interaction. La Figure 2. 3 montre que le produit analysé est réalisé par l'association de 3 blocs fonctionnels de niveau 1 (BF1, BF2 et BF3). Le bloc fonctionnel BF1 est lui-même le fruit de l'association des blocs BF1.1 et BF1.2 de niveau directement inférieur.

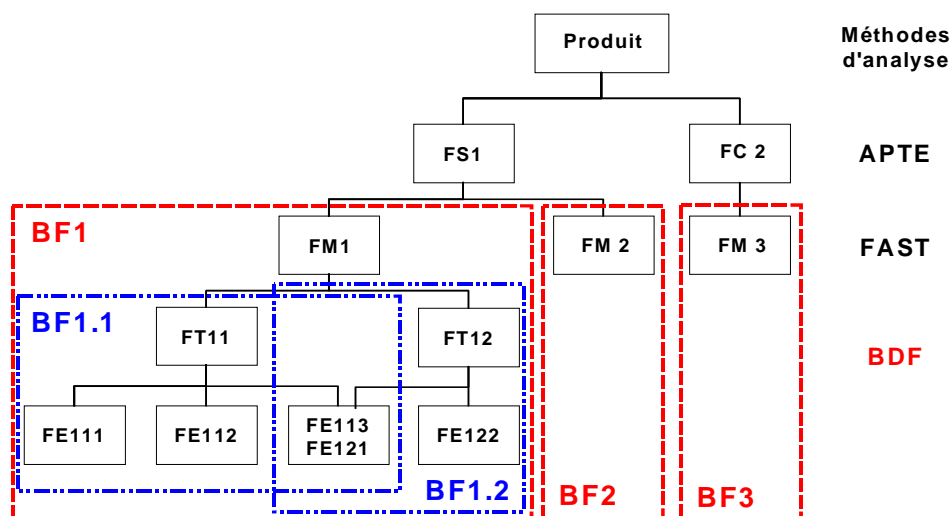


Figure 2. 3 : De l'architecture fonctionnelle aux blocs fonctionnels

2 - II.2.4 Fonctions structurantes

Lorsque le concepteur initie son travail, il a besoin de structurer son approche, souvent cette structuration n'est pas exprimée, elle est le fruit de son expérience. Il procède, en réalité, par hiérarchisation et associations de fonctions et va construire ses solutions par encadrement et filtrage par des critères et des heuristiques qui lui sont propres.

A ce stade, l'inventeur utilise ses connaissances tacites [PER, 2001], résultats de ses pratiques antérieures, de retours d'expérience, d'essais et de successions d'erreurs puis de corrections. Beaucoup d'entreprises ont récupéré cette mémoire sous la forme de manuels de conception [SCA, 2003].

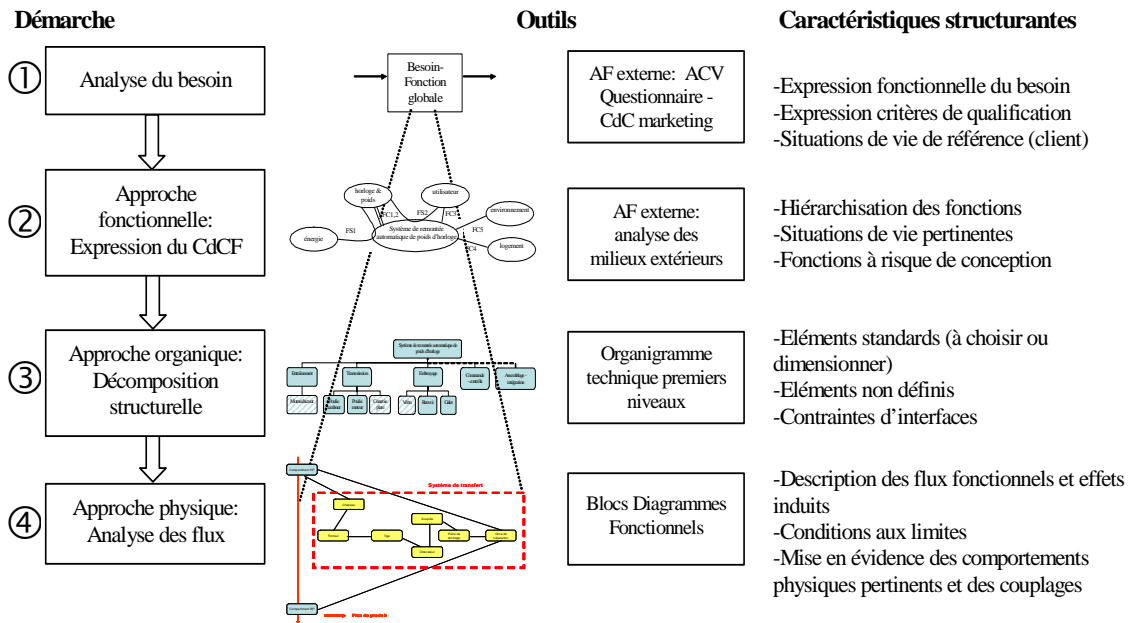


Figure 2. 4 : Démarche de recherche des fonctions structurantes

Au sens du raisonnement du concepteur, les fonctions structurantes sont celles qui lui permettent de débiter le travail de conception et de définir une première architecture. Afin d'analyser un problème de conception, Une démarche de recherche des fonctions et critères structurants, sur quatre niveaux d'approche : le besoin, le fonctionnel, l'organique et le physique, est proposée (Figure 2. 4). L'utilisation des outils de l'analyse fonctionnelle permet d'identifier ces éléments structurants [SCA, 2005].

Nous utilisons cette méthode de structuration pour définir les fonctions pertinentes du fonctionnement du système éolien.

2 - II.2.5 Organigramme technique étendu aux milieux extérieurs

L'organigramme technique étendu aux milieux extérieurs (Ote, Figure 2. 5) permet de décrire le système de manière ordonnée et hiérarchique. L'OTE est un inventaire de tous les blocs fonctionnels du système étudié et des milieux extérieurs.

L'organigramme technique montre que la fonction de service du système (FS) est réalisée par un ensemble de fonctions machine (FM) assurées par des blocs fonctionnels. Il est très utile pour l'identification et la classification par fonction des différents modèles de coût à formuler [NAD, 2006].

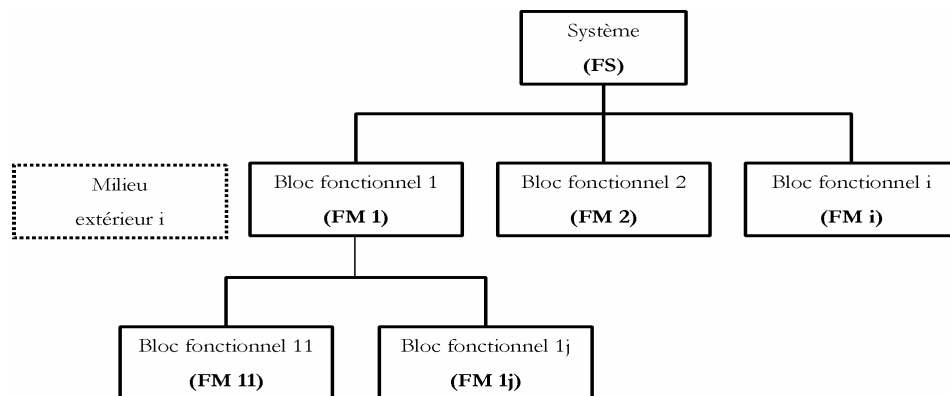


Figure 2. 5 : Organigramme Technique étendu aux milieux extérieurs (OTE).

Dans le reste du document, nous utiliserons les termes :

- Unités pour les blocs fonctionnels de niveau 1,
- Composants pour blocs fonctionnels de niveaux inférieurs,
- Composants d'interaction pour les éléments de liaison entre blocs fonctionnels.

2 - II.2.6 Bloc diagramme fonctionnel (BDF).

Chaque fonction du système, recensée lors de l'analyse fonctionnelle, se traduit par le transit d'un flux fonctionnel au travers des divers composants du système. Par l'intermédiaire des flux fonctionnels, le BDF d'un composant met en évidence les interactions entre les composants d'un niveau inférieur et avec les milieux extérieurs environnants présents au niveau étudié. Les BDF permettent, par conséquent, de mettre en évidence : les interactions entre les composants et les milieux extérieurs ainsi que les interactions entre les composants eux mêmes [AFN, 1996].

Le BDF peut être réalisé pour chaque composant (le système, un bloc fonctionnel ou pour un sous bloc fonctionnel). Quel que soit le niveau de représentation, on fait apparaître les composants du niveau inférieur au composant examiné, les flux de contact et les flux fonctionnels liant les éléments. Le BDF permet d'identifier les flux qui dimensionnent chaque composant.

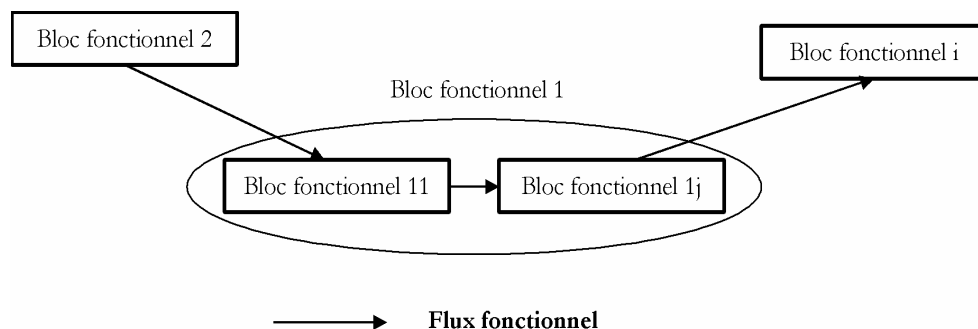


Figure 2. 6 : Bloc diagramme fonctionnel.

2 - II.3 Approche physique.

2 - II.3.1 Notion de composant

L'approche physique vient pour éclaircir l'expression des différentes fonctions et pour faciliter l'identification des flux fonctionnels à prendre en compte pour estimer les performances d'un système, elle vient, aussi, simplifier le bloc diagramme fonctionnel préconisé par l'analyse fonctionnelle [SAL, 2005].

L'approche physique se base sur la notion de composant. Un composant transforme ou transmet de la matière, de l'énergie ou un signal. Selon Rodenacker et Stone ces transformations se produisent en réponse aux stimuli environnementaux [ROD, 1971], [STO, 2000].

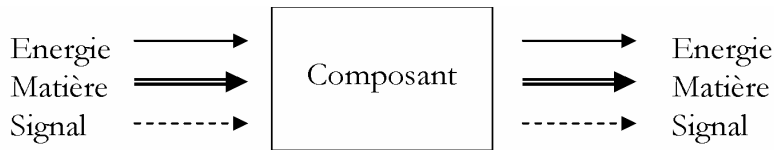


Figure 2. 7 : Notion de composant.

L'approche physique se base sur une classification des différents composants qui participent à la transmission d'un flux d'énergie dans le système étudié, selon s'ils sont des composants actifs, des composants d'interaction, ou des composant passifs [LAB, 1999]. Les flux utilisés évoluent dans les composants jusqu'à la réalisation des actions requises.

2 - II.3.2 Loi d'intégralité des parties

Cette loi vient compléter l'analyse issue de la définition du bloc diagramme fonctionnel afférent à la réalisation de la fonction étudiée. Elle stipule que la réalisation d'une fonction est issue de la transformation d'une énergie (moteur), cette énergie est ensuite transmise (transmetteur), un opérateur réalise ensuite l'action. La loi d'intégralité des parties considère qu'un système est plus évolué (optimal) lorsqu'il contient une fonction de contrôle assurée par un composant contrôleur [SAV, 2000]. Le contrôle peut se faire sur un, deux, ou sur l'ensemble des composants. Les performances du système et donc les performances des trois composants peuvent être ajustées à l'aide du contrôleur. L'optimalité d'un tel système, vient du fait que les relations entre les performances fonctionnelles et les moyens matériels sont telles qu'on peut toujours agir sur un paramètre de fonctionnement pour satisfaire une exigence fonctionnelle, sans perturber les autres exigences.

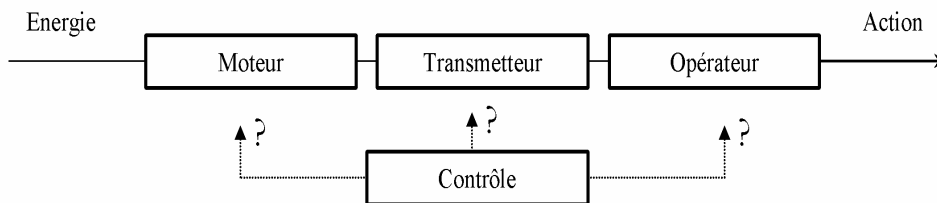


Figure 2. 8 : Loi d'intégralité des parties

2 - II.3.3 Cheminement du flux fonctionnel

Afin de réaliser l'action voulue, un flux fonctionnel chemine entre la source et les différents composants. Ce flux fonctionnel évolue en terme de type d'énergie. La transformation du flux d'énergie fourni par la source et son cheminement induit des pertes internes aux composants actifs (flux induits) et au niveau de leurs interfaces (voir la Figure 2. 9).

La transmission d'énergie par les composants actifs doit être la plus efficace possible, les améliorations envisageables peuvent être :

- Raccourcissement du trajet énergétique,
- Amélioration des paramètres de transfert,
- Accroissement de la contrôlabilité des champs énergétiques.

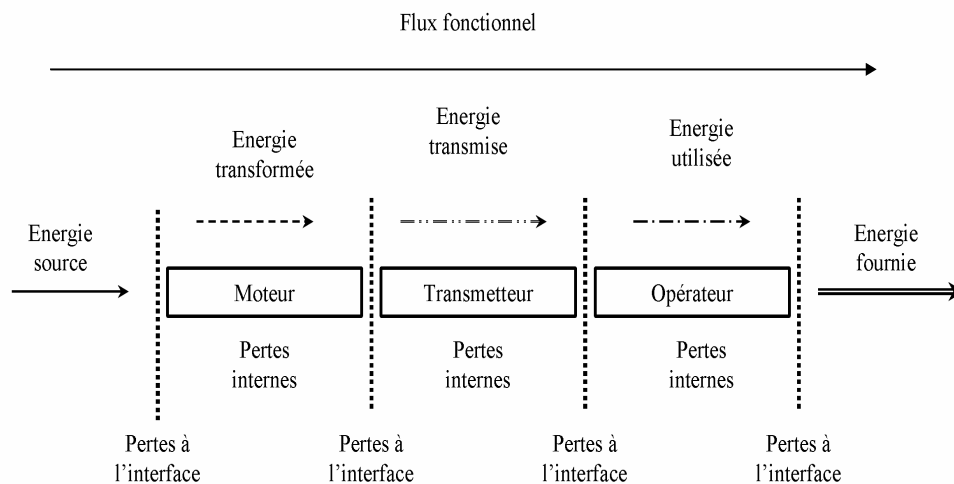


Figure 2. 9 : Cheminement du flux fonctionnel et pertes associées

Pour l'identification des différents flux induits, nous proposons d'utiliser des tableaux d'aide qui permettent de recenser l'ensemble des flux présents dans le système étudié (Tableau 2. 1). L'utilisation de ces tableaux nécessite la recherche des variables d'état permettant de décrire les entités et les flux cheminant dans les composants.

A cette étape il est important de ne recenser que les variables pertinentes du problème étudié. Il est à noter toutefois que l'on doit décider de la pertinence de représenter ou non un flux, si son effet est négligeable devant les effets produits par d'autres flux. Il apparaît ici important de pouvoir capitaliser les hypothèses émises par le modélisateur pour, le cas échéant, pouvoir remettre en cause certains choix [SCA, 2006].

Paramètres	Effet produit	Caractérisation	Loi
Température	Flux de chaleur conductif	Solides en contact	Fourier
	Flux de chaleur convectif	Interface solide/fluide	Newton
	Flux de chaleur rayonnant	Solides en regard, milieu intermédiaire transparent	Stéphan-Boltzmann
	Flux d'électrons	Soudure/Solides conducteur	Seebeck
Pression	Débit de fluide	Dans un fluide	
	Migration de fluide dans le solide : Fluide continu Capillarité	Dans un solide dit capillaroporeux	Darcy
Pression partielle ou Concentration	Diffusion d'un composant dans l'autre (et inversement)	Dans un mélange de fluides	Fick
Potentiel Electrique	Flux d'électrons	Dans les fluides ou solides conducteurs	Ohm
	Champ magnétique	Dans les fluides ou solides	Boit Savart
Champ magnétique	Flux d'électrons	Dans les fluide ou solides conducteurs	Faraday
Potentiel chimique	Flux de matière (électrolyse)	Entre solides, milieu conducteur	

Tableau 2.1 : Exemple de flux générés par des gradients de variables d'état [MAL, 2004]

2 - II.3.4 Classification des composants

Pour la satisfaction d'une fonction, on peut définir des types de composants, les composants actifs participent à la réalisation de l'action au sens de la loi d'intégralité des parties, les composants d'interaction assurent la transmission des flux fonctionnels. Les composants passifs ne participent pas à la réalisation de la fonction étudiée. Par contre, les effets induits peuvent concerner tout type de composants.

La Figure 2. 10 récapitule cette classification.

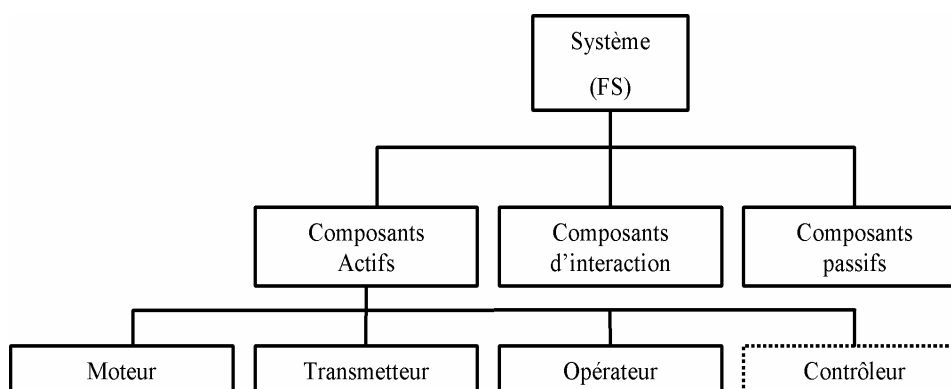


Figure 2. 10 : Vision organique liée à la fonction de service FS

2 - II.3.5 Les composants actifs

Pour assurer la fonction de service, des flux d'énergie doivent être transformés, utilisés et transmis par les composants actifs. A cette fin, la loi d'intégralité des parties identifie parmi les composants actifs, un composant moteur, un composant transmetteur, un composant récepteur et, éventuellement, un composant contrôleur :

a. Le moteur

Il transforme le flux d'énergie fourni par la source et le restitue sous une nouvelle forme pour qu'il soit utilisable par les autres composants actifs.

b. Le transmetteur

Il transmet l'énergie entre le moteur et l'opérateur. Le flux d'énergie reste de même nature.

c. L'opérateur

Il réalise l'action à partir du flux d'énergie transmis.

d. Le contrôleur

La fonction du contrôleur dans le sens de TRIZ [ALT, 1999] est très large, elle inclut la commande et le contrôle. L'évolution finale va vers un asservissement. La fonction du contrôle peut être assurée par l'un des composants actifs, dans ce cas, le composant contrôleur est ce composant actif.

2 - II.3.6 Les composants d'interaction

Ils assurent le transport de l'énergie entre les composants actifs. Ce sont, par exemple, des câbles lorsque il s'agit un flux de l'énergie électrique, des conduites dans le cas de flux d'énergie hydraulique, des arbres dans le cas d'un flux d'énergie mécanique.

2 - II.3.7 Les composants passifs

Tous les autres composants nécessaires au fonctionnement du système. C'est le cas des bâtis et des réservoirs par exemple. Ces composants ne nécessitent pas le développement de modèles de comportement pour évaluer les performances du système liées aux fonctions structurantes.

2 - III FORMULATION DES MODELES D'AIDE A LA DECISION

2 - III.1 Modèles pour l'aide à la décision

Nous distinguons plusieurs éléments de la modélisation, dont deux types de modèles que nous nommons modèles de composants et modèles d'interaction.

2 - III.1.1 Les modèles composants

Ils permettent de décrire la manière dont réagit le composant face à des sollicitations extérieures (elles peuvent être dues à des éléments extérieurs au système ou propres au système mais extérieures au composant). Ce type de modèle relie généralement entre elles des variables pertinentes de la définition du composant ainsi que des variables supplémentaires liées aux composants et aux milieux extérieurs exerçant une influence sur lui.

2 - III.1.2 Les modèles d'interaction

Ils permettent de décrire les relations apparaissant aux interfaces entre les composants. Ils décrivent les interactions entre les composants et l'influence du comportement des milieux extérieurs sur eux. Les interfaces fonctionnelles peuvent être matérialisées par des éléments d'interface (liaisons mécaniques, connexions électriques, tuyauteries, etc.), les modèles d'interaction décrivent alors le comportement de ces éléments.

2 - III.2 Modélisation par contraintes du problème de décision

Le problème de décision est un modèle traduit par un problème de satisfaction de contraintes. Le problème de décision global ainsi que les sous modèles qui le constitue sont définis dans ce cas par des triplets (V, D, C) [FIS, 2000]:

- V est un ensemble de n **variables d'aide à la décision** $\{V_1, V_2, \dots, V_n\}$,
- D est un ensemble de n **domaines** initiaux de valeurs pour chaque variable d'aide à la décision :
 $\{D_1, D_2, \dots, D_n\}$, où $V_1 \in D_1, V_2 \in D_2, \dots, V_n \in D_n$.
- C est un ensemble de p relations appelées **contraintes** $\{C_1, C_2, \dots, C_p\}$.

Une solution est un n -uplet de valeurs (a_1, a_2, \dots, a_n) où chaque valeur $a_i \in D_i$ et satisfait simultanément toutes les contraintes de C .

2 - III.3 Variables d'aide à la décision

Le besoin lié à la modélisation physique en conception architecturale, consiste à pouvoir caractériser plusieurs configurations de conception les unes par rapport aux autres en terme de performances et de coût. Plus précisément, ce sont les valeurs des variables qui déterminent le système, qui constituent le besoin en conception.

Nous différencions trois types de variables : les variables de conception (VCo), les variables critères (Cr) et les variables auxiliaires (VA) [SCA, 2004] [VER, 2006].

2 - III.3.1 Les variables de conception

Les variables de conception (VCo) structurent la conception et permettent de distinguer par leurs valeurs deux configurations de conception. C'est l'instanciation de toutes les variables de conception qui définit totalement une solution de conception potentielle.

2 - III.3.2 Les critères

Les critères (Cr) permettent de traduire l'état ou la qualité d'une alternative de conception et de la comparer par rapport à une référence définie par le cahier des charges ou liée à l'état de l'art associé à l'entreprise ou au secteur industriel concerné. Ces caractéristiques sont liées à la traduction physique d'une configuration donnée et sont généralement directement liées aux variables de conception. Elles permettent ainsi de qualifier par rapport aux objectifs du cahier des charges, les performances et la qualité de la configuration associée, par comparaison aux niveaux d'appréciation définis. Ces critères sont également en lien avec les contraintes métiers et constituent un gage de bonne conception. Les critères se traduisent par une inégalité, l'appartenance à un domaine défini ou par des valeurs affectées des variables à valeur de critère.

2 - III.3.3 Les variables auxiliaires

Les variables auxiliaires (VA) sont les variables qui ne sont ni des variables de conception, ni des critères. On peut différencier plusieurs types de variables auxiliaires selon qu'elles sont liées au système, à l'environnement extérieur qui interviennent dans l'écriture des modèles du problème de conception pour participer à la cohérence du modèle.

Les seules variables indispensables au décideur en conception préliminaire, sont les variables de conception et les variables critères puisque la comparaison de leurs valeurs suffit à aider à des choix de solutions. L'idéal serait donc de pouvoir proposer un modèle constitué de relations ne faisant intervenir que des VCo et des Cr, puisque les autres variables ne font qu'assurer une cohérence du modèle. Ainsi, comme en analyse de la valeur, il existe, pour l'activité de modélisation en conception préliminaire, une notion de variables « juste nécessaires » (les VCo et les Cr) et de variables « non demandées » (les VA).

2 - III.4 Les contraintes

Les contraintes traduisent comment les fonctions structurantes sont réalisées par le système pendant la situation de vie de référence. Les contraintes sont sous forme de relations explicites entre plusieurs variables. Cette relation impose des restrictions sur les domaines de valeurs possibles pour les variables du problème. Plus précisément, elle peut être une combinaison logique de plusieurs contraintes élémentaires, parmi les suivantes :

- les contraintes extensives : la relation d'une contrainte en extension décrit une liste explicite et exhaustive des combinaisons possibles – ou au contraire impossibles – de valeurs (m-uplets) entre les m variables en jeu dans la contrainte.

- les contraintes intensives : la relation d'une contrainte en intension, est une équation ou une inéquation explicite reliant les variables entre elles (égalité, inégalité), elle fait intervenir des fonctions algébriques et des fonctions transcendantes.
- les contraintes logiques : contraintes conditionnelles (SI ... ALORS), conjonction de contraintes (ET logique), disjonction de contraintes (OU logique) permettent d'obtenir des combinaisons de contraintes.

2 - IV VALIDATION ET QUALIFICATION DES MODELES

2 - IV.1 Validation d'un modèle

La validation du modèle global se fait intrinsèquement au modèle. Elle se fait à partir de la décomposition effectuée durant la phase d'analyse et de structuration du problème. Elle se base sur deux types d'analyses :

- L'analyse de la **complétude** : Il s'agit de vérifier que, pour le niveau de modélisation choisi, un modèle de composant a bien été établi pour les blocs fonctionnels structurants identifiés dans l'OTE.
- L'analyse de la **cohérence** du modèle global doit permettre de vérifier que tous les modèles de composants et d'interactions sont reliés entre eux. L'utilisation des Blocs Diagrammes Fonctionnels (BDF) établis antérieurement et l'outil d'analyse causale de l'outil de résolution que nous utilisons est très utile, puisqu'ils font intervenir toutes les interactions fonctionnelles, même celles existant entre composants de niveaux systémiques différents.

En plus de ces deux analyses, la validation consiste, aussi, à vérifier l'adéquation avec l'outil de traitement (syntaxe, taille du problème).

2 - IV.2 Qualification d'un modèle

La qualification du modèle global se fait relativement au besoin exprimé par l'utilisateur, qui représente la raison d'exister du modèle. Elle repose sur une mesure des quatre paramètres de Parcimonie, d'Exactitude, de Précision et de Spécialisation (PEPS) [SEB, 2003] [VER, 2004]:

- La **Parcimonie** est une mesure inverse de la complexité d'un modèle. Elle croît avec le nombre et le niveau de couplage entre les variables d'un modèle.
- L'**Exactitude** est une mesure de l'écart qui sépare le modèle de la réalité qu'il est censé représenter. Cette réalité se réfère, soit à des informations accessibles au travers de l'expérimentation, soit à un comportement de référence ou à un modèle ayant fait ses preuves.
- La **Précision** est une mesure définie par opposition à celle de l'imprécision. L'imprécision mesure l'aspect vague ou flou lié à la distinction entre plusieurs valeurs d'une même variable d'un modèle, et qui se traduit par un ensemble de valeurs possibles pour la variable

(par exemple, sous la forme d'un intervalle). Nous englobons l'incertitude dans notre définition de l'imprécision ; incertitude qui est le niveau de confiance associé aux différentes valeurs possibles d'une même variable (par exemple, sous la forme d'une densité de probabilité).

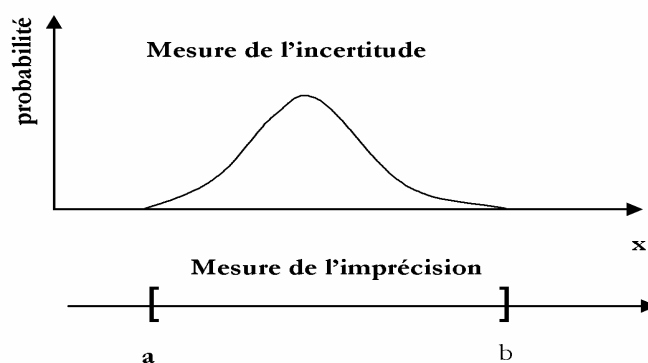


Figure 2. 11: Distinction entre incertitude et imprécision

- La **Spécialisation** d'un modèle est une caractérisation des hypothèses et des informations qui restreignent son champ d'application.

Ainsi, dans une optique d'aide à la décision :

1. un modèle très peu **exact** n'aide pas à faire des choix puisqu'il ne représente qu'imparfaitement le comportement réel du système. Les choix réalisés en mettant en œuvre le modèle sont mauvais du fait de l'incohérence du modèle confronté avec la réalité.
2. Un modèle très peu **précis** converge vers des valeurs insuffisamment déterminées pour conduire à des prises de décision objectives dont on maîtrise le risque.
3. De la même manière, un modèle trop **spécialisé** peut être inadapté, soit parce que le modèle, de par son domaine de validité, oriente déjà fortement les choix de conception, soit parce qu'il ne permet pas d'explorer la majeure partie de l'espace de conception. On se prive alors de solutions de conception potentielles.
4. Enfin, un modèle trop faiblement **parcimonieux** peut ne pas être traité numériquement (temps de calcul, mémoire informatique). On sait par exemple que le logiciel que nous utilisons pour traiter les modèles – *Constraint Explorer* – ne peut résoudre des problèmes limités qu'à plusieurs centaines de variables fortement couplées, c'est-à-dire liées entre elles par un nombre de contraintes du même ordre de grandeur.

La conception préliminaire est tributaire de différentes sources d'imprécisions. Si nous nous accordons avec la classification proposée par [GIA, 1997], nous distinguons deux types d'imprécision :

- L'imprécision intrinsèque au modèle
- L'imprécision extrinsèque au modèle

L'imprécision intrinsèque est due à l'incertitude sur les variables liées au système étudié ou aux relations qui sont pris en compte dans le modèle global. L'imprécision extrinsèque est due à l'incertitude introduite par les variables liées au système et aux milieux extérieurs, qui ne sont pas pris en compte dans le modèle global.

Les quatre paramètres de qualification des modèles (PEPS) ne sont pas totalement indépendants. L'imprécision et la parcimonie, par exemple, influencent l'exactitude d'un modèle. Cette influence sera mise en évidence dans le chapitre 3, lors de la qualification du modèle lié à la quantité d'énergie produite qui est une variable critère de notre problème de décision.

2 - V EXAMEN ET CHOIX DE LA PROCEDURE DE RESOLUTION

Les travaux précédemment développés par le TREFLE [DIV, 2000] avaient pour but de montrer la faisabilité d'un outil technico-économique d'aide au choix optimal d'une éolienne sur un site donné. L'outil créé s'appuie sur un code de simulation des performances et un code d'optimisation. Le code d'optimisation utilise des algorithmes évolutionnaires de type algorithmes génétiques (AG) pour déterminer une éolienne adaptée à un site donné. L'optimisation consiste à minimiser une fonction objectif (coût du kWh produit).

Cette méthode de résolution orientée optimisation répond au critère d'urgence des solutions. Néanmoins, étant une méthode stochastique et, donc non complète, elle ne fournit pas l'ensemble complet des solutions du problème et ne garantit pas l'optimalité de la solution. En outre, elle nécessite un effort d'adaptation au problème étudié.

Le travail que nous présentons dans cette thèse a pour but de mettre au point un outil facilitant l'interaction entre les modèles et les décideurs, en intégrant une méthode de résolution complète utile dans le contexte d'aide à la décision : la résolution par satisfaction de contraintes. L'objectif de cette méthode n'est pas de générer une solution vis-à-vis d'une fonction objectif, à l'image des algorithmes génétiques, mais de garantir un ensemble complet de solutions. Elle offre ainsi une flexibilité aux décideurs qui, à partir de leurs connaissances (critères et contraintes spécifiques ou non exprimables) choisissent une solution valable du problème.

La résolution d'un PSC s'effectue généralement à l'aide d'un solveur : « Composante essentielle d'un système expert, constituée d'un programme qui utilise des méthodes de raisonnement pour faire des déductions logiques et tirer des conclusions de la base de connaissances, dans le but de proposer des solutions au problème posé » [VER, 2004]. Le solveur traite conjointement l'ensemble des contraintes, des variables et des domaines qui définissent la base de connaissances. Dans notre cas, les conclusions tirées par le solveur à partir des contraintes sont des restrictions sur les domaines de valeur des variables. L'outil utilisé dans ce travail est « *Constraint Explorer* », ce solveur est développé par la société Dassault Aviation [Zablitz et Zimmer, 2001]. Le TREFLE a contribué à son développement en vue d'en faire un outil d'aide à la décision en conception préliminaire, dans le cadre du projet RNTL CO21 [ZIM, 2003]. *Constraint*

Explorer (CE) est basé sur l'analyse par intervalles [JAU, 2001] [BEN, 1997]. Le résultat fourni par CE est une liste des solutions du problème, c'est-à-dire une combinaison des valeurs possibles pour chaque variable respectant la totalité des contraintes du problème. Lorsqu'une variable est définie sur un intervalle, la valeur de la variable d'une solution est un sous-domaine du domaine initial de la variable dont la taille est conditionnée par la précision de la résolution souhaitée. En revanche, la résolution par CE est complète, au sens où toutes les solutions existantes au problème font partie des restrictions des domaines trouvées.

Les performances des solveurs PSC sont toutefois limitées par certaines spécificités, qui ont d'importantes conséquences sur la formulation des modèles :

- Spécificités liées au solveur de PSC:
 - _ il est limité par le nombre de variables et de contraintes qu'il peut traiter (plusieurs centaines de variables fortement couplées),
 - _ on ne peut pas intégrer de modèles dynamiques, au sens où une solution ne peut pas être définie comme une fonction du temps.
- Spécificités liées à la syntaxe des contraintes :
 - _ les relations entre variables doivent être algébriques, peuvent faire intervenir des fonctions transcendantes et certaines relations logiques,
 - _ les relations entre variables doivent être explicites, on ne peut pas faire intervenir d'équations intégro-différentielles, ni de code de simulation.

2 - VI ANALYSE ET CHOIX DES ALTERNATIVES

La pertinence d'une solution s'exprime par rapport aux besoins recensés au cours des différentes étapes de recherche des caractéristiques structurantes. Les besoins recensés sont exprimés en utilisant la notion de critères qui sont listés à la fin de l'étape d'analyse et structuration.

Pour la comparaison des alternatives, nous faisons appel fait appel au calcul des **indices de qualité** et des **indicateurs de performances**. Le maître d'œuvre est, cependant, amené parfois, à formuler des critères de qualification qui ne sont pas directement destinés à l'utilisateur final de l'outil d'aide à la décision.

Dans le contexte de l'optimisation multi objectifs, on recourt à formuler une fonction objectif en utilisant des facteurs de pondération [FIS, 2000]. Toutefois, l'affectation de valeurs aux facteurs de pondération reste souvent un problème [ASH, 2000]. Le concepteur n'est souvent pas capable de justifier la pondération, car il est délicat d'agréger des indicateurs s'ils n'ont pas de cohérence entre eux. On peut alors se poser la question de la pertinence d'une telle fonction.

Nous proposons plutôt de rechercher le **front de Pareto** de l'espace des solutions, ensemble des solutions "non dominées" : Aucune de ces solutions ne se distingue des autres au regard de la satisfaction des objectifs. Pour un ensemble donné des solutions, on peut réaliser toutes la comparaison possible, paire par paire, et identifier ainsi quelle solution domine quelle autre solution, et quelles solutions ne se dominent pas

mutuellement. On obtient finalement un ensemble de solutions qui ne se dominent pas entre eux et qui dominant tous les autres solutions obtenues [COR, 2003].

2 - VI.1 Indice de qualité d'une solution

Les critères de qualification d'un système sont : ces performances (critères), sa fiabilité, et son coût. Ces trois critères forme les composantes, principales, de l'indice de qualité d'un système défini par la norme ISO [SPI, 2001]:

$$IQ_i = \frac{Cr_i \times \text{fiabilité}}{\text{coût}}$$

La performance principale est liée à la fonction de service (FS), les performances secondaires sont liées aux fonctions contraintes (FC). L'identification des performances est réalisée pendant la phase d'analyse fonctionnelle, il nécessite une analyse des milieux extérieurs, elles s'expriment par ce que le CdCF appelle les critères d'appréciation, leur niveau exprime les valeurs limites. Le coût est l'ensemble des dépenses supportées, suivant le niveau ou on se place, ce coût peut intégrer les coûts d'utilisation voire de destruction. La fiabilité dépend de la qualité de conception et de fabrication, dans notre cas nous supposons qu'elle est égale à 1. L'estimation des performances et du coût nécessite le développement des modèles de composants du système et des milieux extérieurs.

2 - VI.2 Indicateurs de performance

Les indicateurs de performance traduisent la proximité ou l'éloignement des critères rapport à une référence et permettent ainsi de comparer différentes solutions entre elles. Ces indicateurs sont calculés à partir des variables critères et d'une référence.

$$I_{pi} = \frac{Cr_i}{Cr_{ref}}$$

La référence peut être :

- Fixe : Il s'agit d'un élément chiffré. Les variables critères de référence peuvent être par exemple celles liés aux performances d'un système standard ou celles données par la norme.
- Relative : Il s'agit de la valeur minimale ou maximale d'un indicateur de performance pour un ensemble de résultats. Pour une configuration et un contexte donnés, cela permet de comparer les solutions entre elles, au regard de l'indicateur. La référence dans ce cas est la solution optimisée donnée par le solveur.

2 - VI.3 Front de PARETO

Chaque solution obtenue par le solveur est représentée par un point, dans un espace à n dimensions (n étant le nombre d'indicateurs de performance). Les coordonnées du point correspondent aux valeurs des critères.

On dit qu'une solution (a) domine une autre solution (b) si les deux conditions suivantes sont vérifiées [COR 03] :

- La solution (a) n'est pas moins bonne que la solution (b) pour tous les objectifs;
- La solution (a) est strictement meilleure que la solution (b) pour au moins un des objectifs.

Nous avons opté pour des indicateurs à minimiser; ces conditions se traduisent par :

$$- \forall i, Cr_i(a) \not> Cr_i(b)$$

$$- \exists m \text{ tel que } Cr_m(a) < Cr_m(b) .$$

Dans l'exemple de la Figure 2. 12, (a) domine (b) et (c). Par contre, (a) et (d) ne se dominent pas car chacune de ces solutions est strictement meilleure que l'autre pour un objectif : $Cr_2(a) < Cr_2(d)$ et $Cr_1(d) < Cr_1(a)$.

Parmi un ensemble de solutions P, l'**ensemble des solutions non-dominées** P' est formé par les solutions qui ne sont pas dominés par un quelconque membre de l'ensemble P.

Dans notre cas, ces solutions sont celles qui réalisent le mieux les objectifs (minimiser les critères de performance); et aucune d'entre elles ne se distingue des autres au regard de la satisfaction de tous les objectifs.

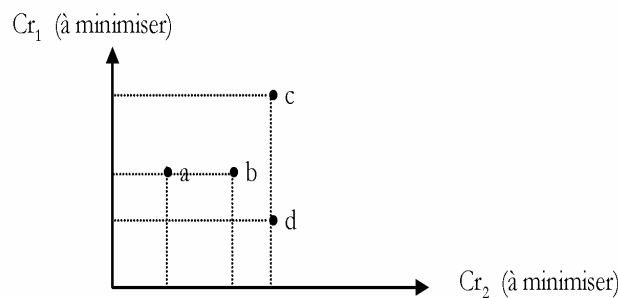


Figure 2. 12: Exemple d'espace des solutions.

2 - VII CONCLUSIONS

Nous avons proposé une méthodologie globale permettant, à partir d'une structuration du problème, de construire un modèle d'aide à la décision sous une forme que nous jugeons adaptée à la prise de décision en conception préliminaire. La démarche de formalisation de modèles offre, en particulier, la possibilité de résoudre un problème de décision préliminaire à l'aide des PSC.

L'ensemble de la démarche est fondé sur des méthodes et des outils dont l'objet est de construire un modèle suffisamment exact, précis, parcimonieux, et peu spécialisé, et de répondre aux objectifs des décideurs et aux conditions requises par l'outil de traitement.

Notre démarche aide le décideur :

- à choisir le niveau de modélisation adapté pour chaque éléments constitutif du problème,
- à proposer des modèles qui est en adéquation avec les objectifs.
- à résoudre et choisir des solutions les plus adéquates en fonction des objectifs.

La Figure 2. 13, fait la synthèse de la démarche présentée, les numéros des sections de ce chapitre détaillant chaque phase y sont indiqués.

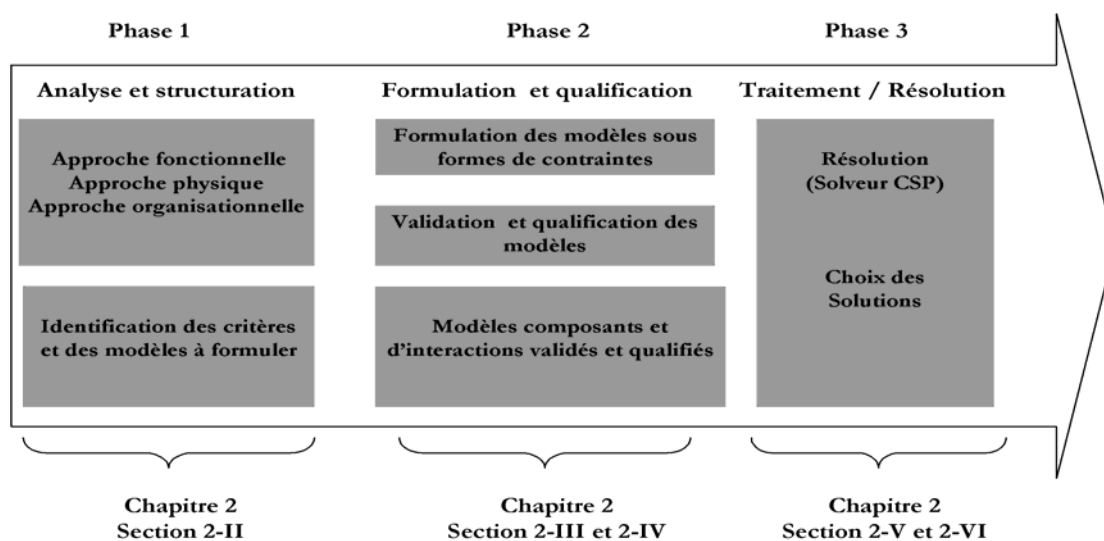


Figure 2. 13 : Démarche globale utilisée pour l'élaboration de l'outil d'aide à la décision

CHAPITRE 3

CONCEPTION ARCHITECTURALE D'UN SYSTEME EOLIEN MODELISATION ET QUALIFICATION

3 - I GENESE DU PROBLEME

3 - I.1 Variabilité de la conception des systèmes éoliens

Il existe une grande variété de configurations de systèmes éoliens nous entendons dans ce chapitre par système éolien l'éolienne proprement dite. Ce chapitre regarde les différents blocs fonctionnels où des choix de conception peuvent être faits et considère les avantages et les inconvénients des options possibles dans chaque cas. Inévitablement les décisions prises pour assurer une fonction au niveau d'un bloc fonctionnel donnent une influence sur les autres blocs fonctionnels et donc sur l'ensemble des performances du système.

Ces choix discrets de conception définissent des concepts globaux. Autour de chaque concept il s'agit de trouver l'espace des solutions défini par les domaines acceptables pour chaque variable de conception de type continu par exemple le diamètre de rotor la hauteur du mât ou la vitesse de rotation.

Pour atteindre ces objectifs nous faisons appel à la démarche décrite dans le chapitre 2. L'utilisation de la modélisation et de la résolution d'un problème par satisfaction de contrainte va permettre d'accéder à un domaine de solution plus large que celui que l'on peut atteindre par les méthodes évolutionnaires. Ceci permet d'avoir une plus grande flexibilité au niveau de la prise de décision.

Les modèles utilisés dans les travaux précédents du laboratoire [DIV 2000] vont être adaptés pour pouvoir les exploiter dans notre syntaxe propre aux contraintes. Par contre le modèle du calcul de l'énergie produite par an a été modifié. Ce modèle est ensuite qualifié en terme de PEPS (parcimonie exactitude précision et spécialisation).

3 - I.2 Eléments attendus pour l'aide à la décision

Ce chapitre analyse le fonctionnement d'un système éolien indépendamment de son raccordement au réseau afin de produire les connaissances nécessaires du point de vue fabricant pour traduire les critères d'appréciation d'une configuration donnée.

Le fabricant s'intéresse au coût de son système et à la quantité d'énergie produite par an. L'estimation de ces critères aidera le fabricant à choisir parmi plusieurs configurations possibles.

Les modèles produits vont permettre de calculer l'indice de qualité d'une configuration à partir d'un modèle du coût du système et d'un modèle d'estimation de la quantité d'énergie produite par an.

Le résultat attendu de ce chapitre est la formulation d'une base de modèles qualifiés. L'architecture de la base de modèle est matricielle et basée sur les niveaux de l'organigramme technique étendu et sur les fonctions structurantes à satisfaire. Le positionnement dans la base est lié au niveau de précision requis par les critères d'appréciation [VER 2004] [VER 2006].

3 - II ANALYSE ET STRUCTURATION DU PROBLEME

3 - II.1 Approche fonctionnelle

L'analyse fonctionnelle externe permet d'extraire les relations fonctionnelles entre le système éolien (éolienne) et les milieux extérieurs (Figure 3. 1). Pour illustrer cette approche nous retenons parmi les situations de vie pertinentes la situation de fonctionnement normal.

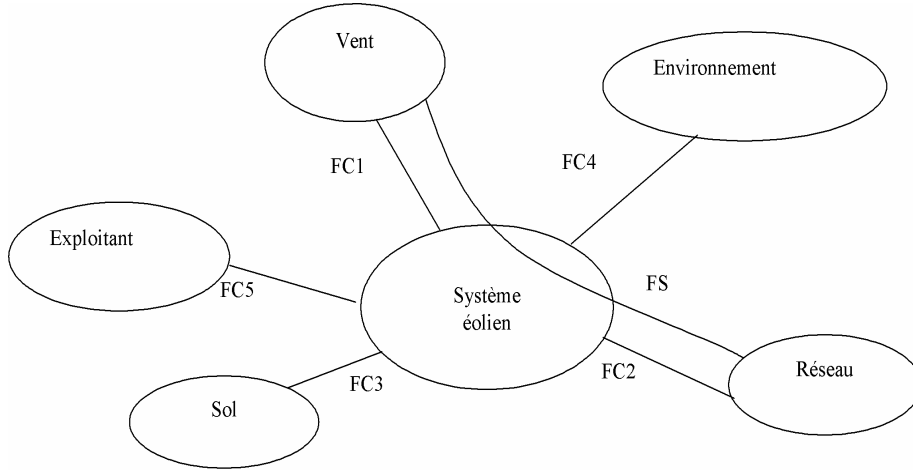


Figure 3. 1: Système éolien : situation de vie fonctionnement normal, fonction de service et fonctions contraintes (syntaxe APTE)

Les fonctions structurantes (en gras) prises en compte dans cette thèse sont :

FS : Transformer l'énergie aéraulique en énergie électrique fournie au réseau.

FC1 : Résister au vent.

FC2 : Respecter les critères de la qualité de l'énergie électrique.

FC4 : Respecter les critères environnementaux.

FC3 : Lier au sol

FC5 : Respecter les critères de sécurité vis-à-vis de l'exploitant.

Dans ce chapitre nous étudions la satisfaction des fonctions FS, FC1, FC4 et FC5. La fonction contrainte FC2 qui peut limiter le taux de pénétration de l'énergie éolienne dans les réseaux de distribution fera l'objet du chapitre 4.

Dans le contexte de la production décentralisée une éolienne rend service au propriétaire (maître d'ouvrage) en récupérant l'énergie aéraulique et la transformant en énergie électrique fournie au réseau électrique.

Le critère d'appréciation de la fonction de service FS est la quantité d'énergie produite par an (E_{PA}). L'indice de qualité associé à ce critère est :

$$IQ = \frac{E_{PA}}{C_{TE}} \quad (3. 1)$$

Avec : E_{PA} : quantité d'énergie produite par an (kWh/an)

C_{TE} : coût total de l'éolienne (euro).

Pour avoir un bon indice une machine doit avoir un coût faible tout en récupérant un maximum d'énergie.

La performance liée à la fonction contrainte FC1 est la tenue mécanique de l'éolienne cette performance peut être appréciée en estimant la durée de vie de l'éolienne (n). Cette contrainte intervient implicitement au niveau du coût total de l'éolienne puisque la plupart des composants de l'éolienne sont dimensionnés en prenant en compte la fatigue comme critère de dimensionnement. Les éoliennes sont généralement conçues pour une durée de vie de 20 ans [SPE 1998].

Concernant la fonction contrainte FC4 nous prenons en compte le bruit aérodynamique émit par le rotor. Pour limiter ce bruit la vitesse linéaire en bout de pale ne doit pas dépasser 80 m/s:

$$V_{tip} = \frac{2\pi ND}{120} \leq 80 \quad (3.2)$$

Pour prendre en compte les problèmes de sécurité de l'exploitant liée à la fonction FC5 la distance entre le bout de pale et le sol doit être supérieure ou égale à 15m :

$$\delta = H_{hub} - \frac{D}{2} \geq 15 \quad (3.3)$$

Le Tableau 3. 1 récapitule l'ensemble des caractéristiques structurantes du problème à ce stade de l'analyse.

Fonctions structurantes	Critères d'appréciation	Critères (Cr)	Variables de conception (VCo)	Flexibilité " Niveau d'appréciation "
FS	<ul style="list-style-type: none"> Energie produite par an Coût total de l'éolienne 	E_{PA} C_{TE}		Pas de niveau d'appréciation prédéfini Flexibilité grande
FC 1	<ul style="list-style-type: none"> Durée de vie 	n		Impérativement égale à 20 ans
FC2	<ul style="list-style-type: none"> Variation de la tension 	ΔU		Défini par la norme (voir chapitre 4)
FC 4	<ul style="list-style-type: none"> bruit aérodynamique 	V_{tip}	$N \cdot D$	Impérativement inférieure à 80 m/s
FC5	<ul style="list-style-type: none"> Distance par rapport au sol 	δ	$H_{hub} - D$	Impérativement supérieure à 15 m

Tableau 3. 1: Fonctions, variables critères et flexibilité correspondantes

Les différents niveaux de description d'un système éolien sont représentés dans l'organigramme technique étendu aux milieux extérieurs vent et réseau (voir la Figure 3. 2). Chaque bloc fonctionnel assure

une fonction machine du système (voir Tableau 3. 2) et est en interaction avec d'autres blocs ou avec les milieux extérieurs. Les fonctions machine participent à la réalisation des fonctions assurées par l'éolienne.

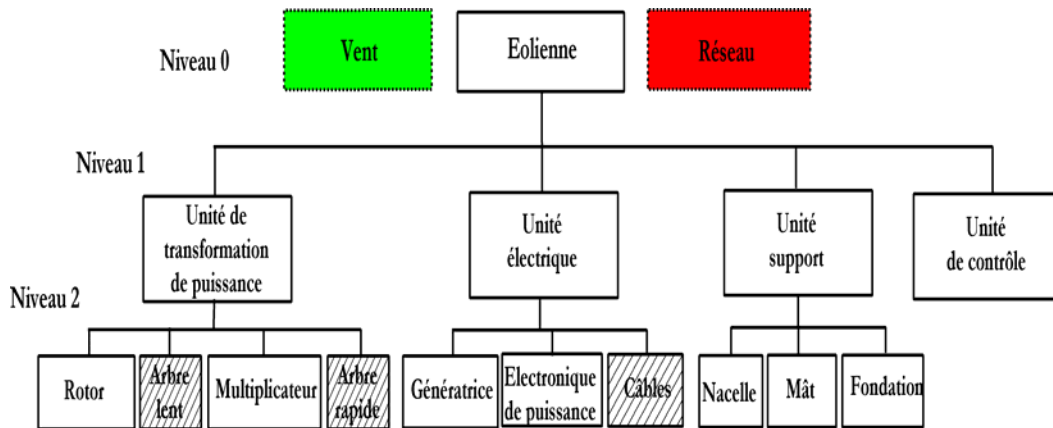


Figure 3. 2: Organigramme technique étendu d'une éolienne.

Les composants représentés dans l'organigramme technique de la Figure 3. 2 sont seulement les composants communs à tous les concepts étudiés dans cette thèse. Nous n'avons pas représenté les sous composants de l'unité de contrôle comme il sera montré plus loin les composants utilisés changent suivant le type de contrôle utilisé soit pour la limitation de puissance, la connexion au réseau ou le système de freinage.

Blocs fonctionnels (niveau 2)	Fonctions machine
Unité de transformation de puissance	
Rotor	Transformer l'énergie aéraulique en énergie mécanique de rotation
Multiplicateur	Transformer un mouvement de rotation en un mouvement de rotation à vitesse plus grande
Unité électrique	
Génératrice	Transformer l'énergie mécanique en énergie électrique
Electronique de puissance	Adapter l'énergie électrique
Unité support	
Nacelle	Protéger et assembler les deux unités
Mât	Supporter et mettre en hauteur convenable l'unité de transformation de l'énergie
Fondation	Permettre l'implantation du mât dans le sol
Composants d'interaction (niveau 2)	
Fonctions	
Arbre lent	Transporter l'énergie mécanique
Arbre rapide	Transporter l'énergie mécanique
Câbles	Transporter l'énergie électrique

Tableau 3. 2 : Les fonctions machines associées à chaque bloc fonctionnel du niveau 2.

La réalisation de l'ensemble des fonctions de l'éolienne passe essentiellement par le transit de trois types de flux fonctionnels :

- Flux d'énergie aéraulique
- Flux d'énergie mécanique
- Flux d'énergie électrique.

Le bloc diagramme de la Figure 3. 3 met en évidence le cheminement de ces flux et montre les interactions entre les sous composants de chaque unité ainsi que les interactions avec les milieux extérieur.

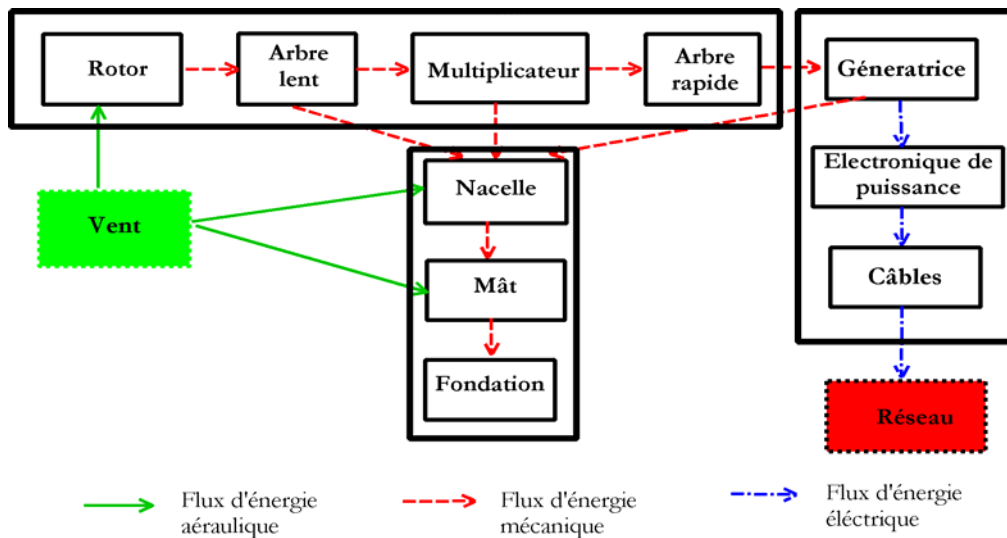


Figure 3. 3 : Bloc diagramme niveau 2 de l'éolienne.

3 - II.2 Analyse physique

Nous nous intéressons ici à la satisfaction de la fonction de service FS. Les composants intervenant ici sont ceux de l'unité de transformation de puissance et l'unité électrique ainsi que les composants d'interaction afférents. L'unité support n'intervient que dans l'orientation du rotor par rapport au vent et dans la mise en hauteur. Nous ne prenons pas en compte les effets des défauts d'orientation en conséquence les composants de cette unité ne nécessitent pas l'écriture de modèles particuliers ils sont donc considérés comme passif vis-à-vis de la satisfaction de la fonction de service FS (Tableau 3. 3). Par contre certaines variables de conception liées à ces composants passifs peuvent intervenir dans des effets induits (effet de l'ombre du mât etc.). Les composants pour lesquels on doit développer les modèles pour estimer les critères liés aux fonctions structurantes sont ceux dit composants actifs.

Composants d'interaction (niveau 2)	Composants passifs (niveau 2)	Composants actifs (niveau 2)
<ul style="list-style-type: none"> • Arbre lent • Arbre rapide • Câbles 	<ul style="list-style-type: none"> • Nacelle • Mât • Fondation 	<ul style="list-style-type: none"> • Rotor • Multiplicateur • Génératrice • Electronique de puissance

Tableau 3. 3 : Classification des composants de l'éolienne au niveau 2 pour la satisfaction de la fonction de service FS.

L'analyse des flux en utilisant la loi d'intégralité des parties (cf chapitre 2) permet de distinguer les différents types de contrôle qui existent sur le marché.

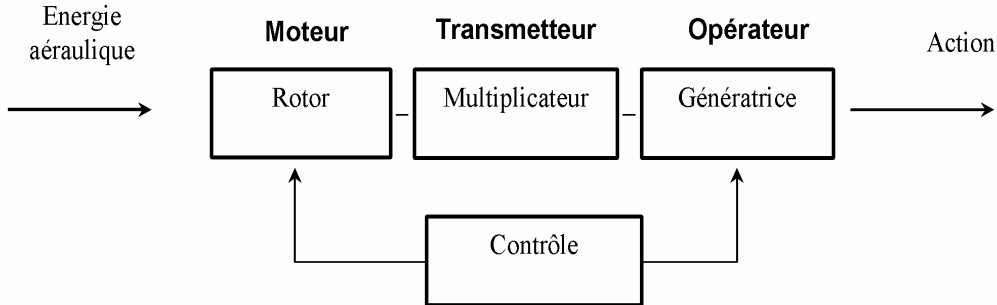


Figure 3. 4 : Contrôle du flux d'énergie mécanique.

Le rotor est obligatoirement contrôlé pour pouvoir limiter la puissance maximale de fonctionnement. Cette fonction est assurée en utilisant deux concepts différents : le concept « stall » et le concept « pitch ».

Le système éolien peut contenir en plus du système de contrôle précédent un système de contrôle de la génératrice c'est le cas des systèmes à vitesse variable. Ce système de contrôle est cependant absent dans le cas des systèmes à vitesse constante. Lorsqu'il existe ce système de contrôle est lié au convertisseur côté génératrice et au convertisseur côté réseau électrique. Il permet de contrôler la vitesse de la génératrice et de contrôler la tension au point commun de connexion (voir la Figure 3. 5).

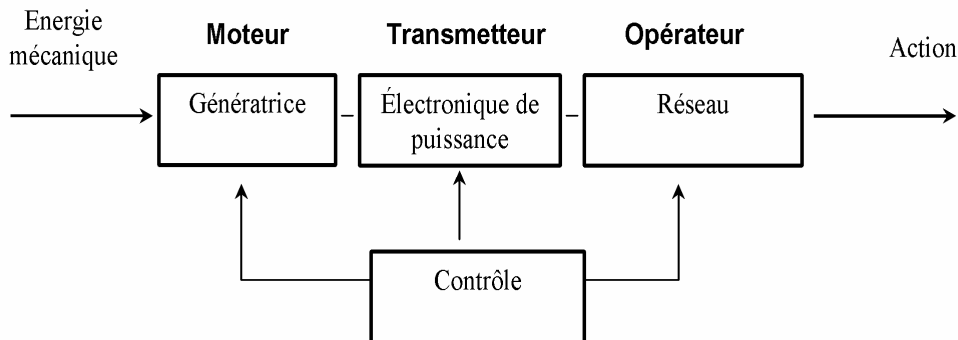


Figure 3. 5 : Contrôle du flux d'énergie électrique.

Le contrôle de l'unité électrique permet de maximiser la puissance récupérée par le rotor et d'améliorer la qualité de l'énergie produite (voir chapitre 4). Il permet aussi de soulager le système vis-à-vis des fluctuations rapides de la vitesse du vent responsables de la fatigue des composants du système entier. Le contrôle entraîne cependant des coûts supplémentaires [ACK 2002] [HER 2005].

Dans cette thèse nous étudions les trois concepts de contrôle suivants :

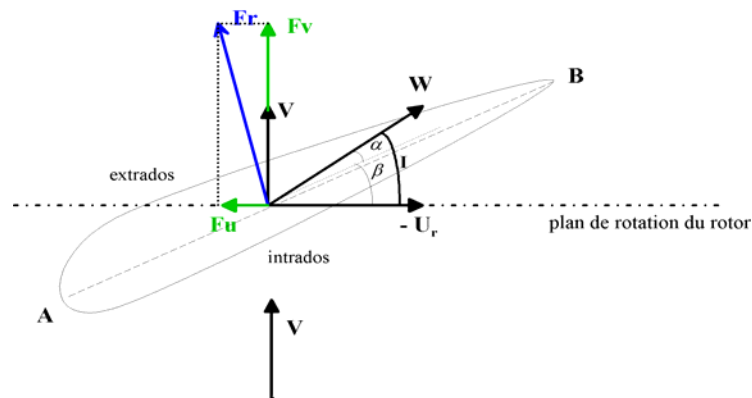
- « Stall » à Vitesse Constante (SVC)
- « Pitch » à Vitesse Constante (PVC)
- « Pitch » à Vitesse Variable (PVV).

3 - II.2.1 Les éoliennes « stall »

Dans le cas des systèmes « stall » la limitation la puissance maximale de fonctionnement est assurée d'une manière passive par la géométrie de la pale cette solution se base sur le décrochage aérodynamique qui se produit pour des angles d'incidence importants (voir Figure 3. 6). A partir d'une certaine vitesse de vent (proche de la vitesse nominale V_{nr}) et selon la puissance nominale désirée ce décrochage entraîne une baisse de rendement aérodynamique du rotor. Dans ce cas l'angle de calage reste constant à une valeur fixée en fonction des caractéristiques du site ce qui permet d'avoir un système simple et fiable [SPE 1998].

3 - II.2.2 Les éoliennes « pitch »

Dans le cas des systèmes « pitch » la limitation la puissance maximale de fonctionnement est assurée d'une manière active en augmentant l'angle de calage β (voir Figure 3. 6) pour ce faire ces systèmes utilisent un module de calage des pales. Ce module permet d'une part d'avoir une puissance constante pour des vitesses supérieures à la vitesse nominale et d'autre part de mettre l'éolienne en drapeau pour des vitesses de vent supérieures à la vitesse maximale de fonctionnement. Le calage des pales est commandé par un vérin hydraulique alimenté par une centrale hydraulique.



A : corde

U_r : vitesse tangentielle de la section à un rayon

$$r \omega_r = r \omega_R$$

V : vitesse du vent

W : vitesse du vent apparent $W^2 = (-U_r)^2 + V^2$

α : angle d'incidence

β : angle de calage

I : angle du vent apparent

F_R : Force aérodynamique totale

F_U : Force propulsive

F_V : Force de poussée axiale

Figure 3. 6 : Aérodynamique d'une section de pale

3 - II.2.3 Les systèmes à vitesse constante

Ce sont les plus classiques. Ils utilisent une génératrice asynchrone (GAS) à rotor à cage d'écurieuil. Puisque la fréquence du réseau est fixe la vitesse du rotor est déterminée par le rapport du

multiplicateur et du nombre de pôle de la génératrice. Ce concept a l'avantage d'être moins coûteux et d'une construction robuste. Ses inconvénients sont : la consommation de la puissance réactive et les chutes de tension créées lors du démarrage. Pour minimiser ces deux effets néfastes ce type de génératrice doit être lié au réseau par l'intermédiaire de gradateurs à thyristors (Gt) et des bancs de condensateurs (C) (voir la Figure 3. 7).

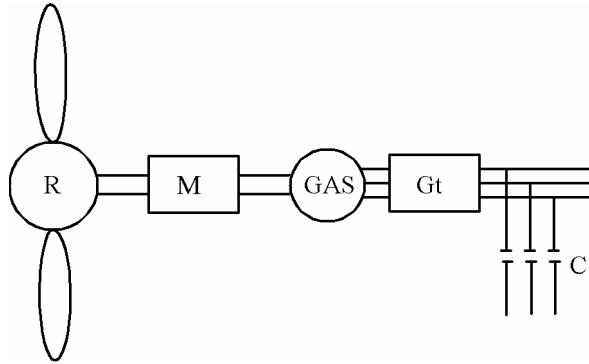


Figure 3. 7 : Système à vitesse constante.

3 - II.2.4 Systèmes à vitesse variable

Les systèmes à vitesse variable se sont récemment développés grâce à l'évolution de l'électronique de puissance ils permettent à la fois de récupérer plus d'énergie de réduire les coûts du système mécanique de réduire le bruit et d'améliorer la qualité de l'énergie produite.

L'obtention de la vitesse variable est souvent réalisée en utilisant deux solutions technologiques. La première représentée dans la Figure 3. 8 associe une génératrice asynchrone (GAS) à cage d'écurie à un convertisseur (Cv) celui-ci se compose d'un redresseur à commutation forcée et d'un onduleur à commutation naturelle.

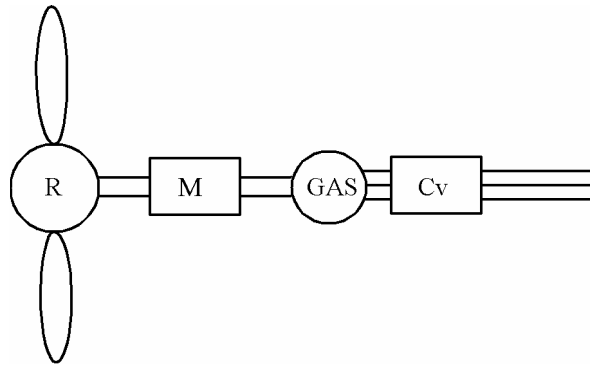


Figure 3. 8 : Systèmes à vitesse variable à convertisseur lié au stator.

Dans la deuxième solution représentée dans la Figure 3. 9 la GAS à rotor bobinée est doublement alimentée par le stator et au travers un convertisseur à commutation naturelle par le rotor. La puissance qui traverse le convertisseur est plus petite c'est pourquoi il est dimensionné à 20% voir 30% de la puissance nominale de la génératrice [LAR 2000]. Les GAS à rotor bobiné nécessitent un rotor sensiblement

plus complexe ce qui engendre des problèmes d'usure et des coûts d'acquisition et de maintenance plus élevés.

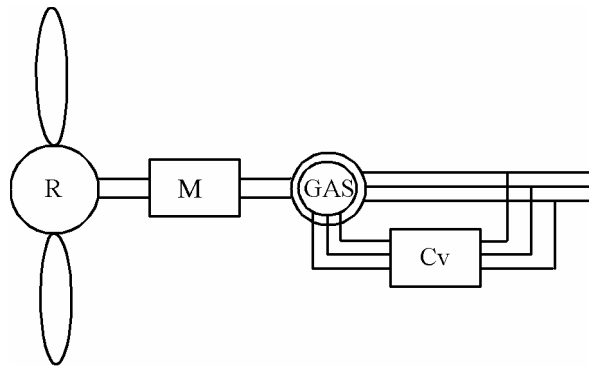


Figure 3. 9 : Systèmes à vitesse variable à convertisseur lié au rotor.

3 - III FORMULATION DE LA BASE DE CONNAISSANCE

À ce stade de l'analyse le problème consiste à estimer le coût de l'éolienne et son énergie produite par an. Avant de faire un choix le décideur a besoin de comparer les différents concepts utilisés par les systèmes éoliens actuellement sur le marché (machines standard). L'évaluation des variables critères doit tenir compte de ce besoin c'est-à-dire que la formulation des modèles qui participent à leurs évaluations doit se faire dans ce but. La base de connaissances nécessaires à l'évaluation de ces critères est formulée en utilisant la notion de modèles de composants et de modèles d'interactions. Les modèles de composants sont de deux natures : des modèles de comportement et des modèles du coûts.

Les modèles de comportement sont ceux liés aux composants actifs (fonctions structurantes) c'est eux qui interviennent au niveau du calcul de l'énergie produite par an (FS) et qui vont être couplés dans le chapitre 4 avec les modèles qui concernent la qualité de l'énergie électrique dans le réseau de connexion (FC2).

Les modèles des coûts sont liés aux fonctions structurantes ; ils sont développés pour tous les composants qui figurent dans l'organigramme technique. Le niveau de représentation est choisi pour pouvoir comparer les différents concepts existants et exprimer les critères d'appréciation avec la précision requise.

3 - III.1 Modèle d'estimation du coût de l'éolienne

Les modèles des coûts proposés dans cette étude couvrent les aspects de conception et de fabrication des systèmes éoliens. La majorité des modèles utilisés est issue de l'étude de l'université de Sunderland [HAR 1994]. Le coût du système éolien est égal à la somme des coûts des unités des composants qui le constituent.

$$C_{TE} = \sum_{i=1}^{i=nc} C_{Ci} \quad (3.4)$$

Les coûts des composants sont donnés en annexe. La plupart de ces modèles de coût font intervenir les variables de conception.

3 - III.2 Modèle d'estimation de la quantité d'énergie produite par an

3 - III.2.1 Modèles composants du milieu extérieur (niveau 0)

La compréhension des caractéristiques du vent dans le site est primordiale pendant la phase de choix de l'architecture du système adapté.

Le vent intervient au niveau de critère d'appréciation lié à la fonction de service FS et celui lié à la fonction FC1. Vis-à-vis du vent, le système éolien doit maximiser l'énergie produite par an tout en résistant au vent (FC1).

Le vent est un processus stochastique qui trouve son origine dans le mouvement de l'air par rapport à la surface de la terre. Il est variable dans le temps et dans l'espace.

La variabilité temporelle du vent est traduite généralement sous forme du spectre énergétique dans le domaine de fréquence. La Figure 3. 10 représente un exemple de cette représentation.

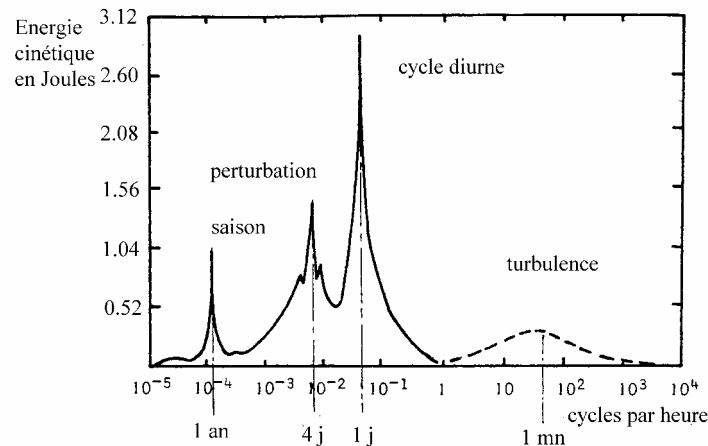


Figure 3. 10 : Spectre énergétique de la vitesse du vent.

Les fluctuations turbulentes correspondent aux périodes les plus courtes, elles apparaissent à partir des périodes inférieures à quelques minutes. Les autres pics de fluctuations correspondent aux variations diurnes, aux perturbations et aux variations saisonnières. Les périodes correspondantes au palier situé entre 0 et 5 heures sont généralement utilisées pour caractériser le caractère aléatoire de la vitesse moyenne du vent utilisé pour estimer le potentiel éolien d'un site donné. Les plus utilisées sont les périodes de 10 min et de 1 heure [SPE, 1998].

Pour le calcul du potentiel éolien d'un site donné, il est usuel de représenter la distribution des fréquences de vitesses par la distribution statistique de Weibull. Pour de nombreux auteurs, cette distribution est la meilleure approximation de la plupart des histogrammes des vitesses de vent. C'est une fonction à deux paramètres k et c , dont la fonction densité de probabilité sur une année est :

$$f(V) = \left(\frac{k}{c}\right) \cdot \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \tag{3.5}$$

Le paramètre d'échelle c caractérise la vitesse moyenne du vent tandis que le paramètre de forme k caractérise la répartition du vent. La Figure 3. 11 montre l'influence de ces deux paramètres sur la fonction de distribution.

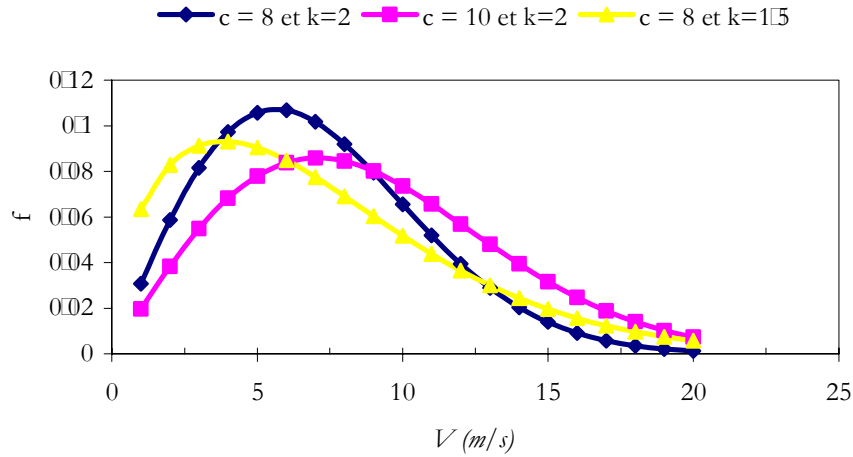


Figure 3. 11: Approximation par la distribution de Weibull de la distribution du vent.

La vitesse moyenne du vent sur le site définie comme étant l'espérance de la distribution des vitesses peut facilement s'exprimer après deux changements de variable en utilisant la fonction gamma et les deux paramètres de Weibull :

$$v_m = c_0 \times \Gamma\left(1 + \frac{1}{k_0}\right) \tag{3.6}$$

La fonction gamma n'étant pas prédéfinie dans notre l'outil de résolution nous utilisons la relation suivante [HAR1994] :

$$c_0 = \frac{1.125 v_m}{1 - 0.81(v_m - 2)^{0.089}} \tag{3.7}$$

La puissance aéraulique disponible dans le site sur une surface A est :

$$P_{ar} = V \cdot A \cdot p_d = \frac{1}{2} \rho A V^3 \tag{3.8}$$

Avec : $p_d = \frac{1}{2} \rho V^2$ la pression dynamique du vent.

La Figure 3. 12 donne un exemple de résultats obtenu pour un site dont $k = 2$ et $c = 8$.

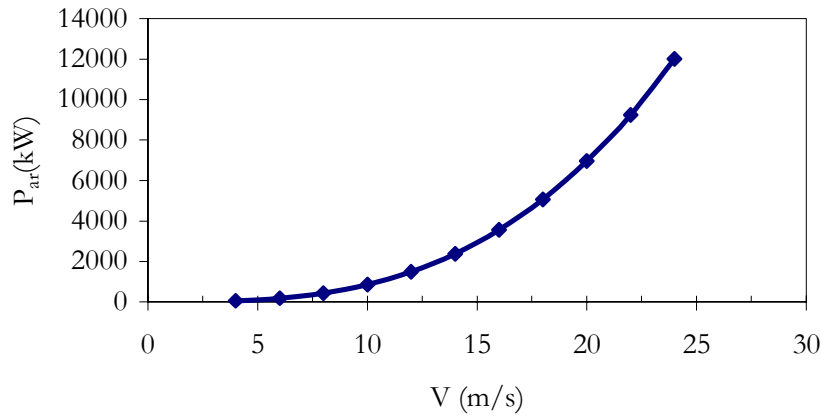


Figure 3. 12 : Puissance aéraulique (k = 2, c = 8)

L'énergie disponible par an est :

$$E_{ar} = \frac{8.760 \times \rho}{2} \times A \times \sum_{V_i}^{V_f} V^3 f(V) \Delta V \tag{3. 9}$$

Dans l'espace le vent est variable suivant la direction et suivant la hauteur à cause de l'effet couche limite créée par le sol (terrain). La variation en direction n'est pas considérée dans cette thèse.

La couche limite est le lieu d'échanges énergétiques entre l'atmosphère et la surface terrestre. Pour des régions à la topographie relativement homogène le gradient vertical de la vitesse est pris en compte par l'introduction de la loi de puissance :

$$\frac{c}{c_0} = \left(\frac{H_{hub}}{Z_0} \right)^\alpha \tag{3. 10}$$

Avec : c_0 : paramètres d'échelle aux hauteurs H_{hub} et Z_0 et l'exposant α considéré constant. Z_0 est la hauteur de mesure du vent et H_{hub} est la hauteur du moyeu.

Le paramètre de forme varie lui aussi en fonction de la hauteur suivant la relation suivante [TROU 1989]:

$$k = k_0 + 0.03 H_{hub} + 0.02 \tag{3. 11}$$

Avec : k_0 : paramètre de forme à la hauteur de mesures.

L'effet du profil vertical du vent est pris seulement en compte pour k et c ; il n'intervient pas dans le calcul des performances du rotor ci-dessous (pas d'influence en fonction du point considéré sur le disque éolien).

3 - III.2.2 Modèle composant du rotor (niveau 2)

Ce modèle utilise la notion de coefficient de puissance qui caractérise le rendement du rotor. La relation utilisée pour estimer le coefficient de puissance d'un rotor est:

$$C_p = C_{p \max} \cdot \exp \left[-\frac{(\ln V - \ln V_{des})^2}{2(\ln s)^2} \right] \quad (3.12)$$

Dans cette expression le rotor est caractérisé par son coefficient de puissance maximale $C_{p \max}$ sa vitesse de fonctionnement optimal V_{des} et le paramètre s qui définit la plage de fonctionnement du système [KIR2001].

Pour tenir en compte l'influence du nombre de pales le calcul de la valeur maximale de $C_{p \max}$ est effectué à l'aide d'une relation analytique [WIL1976]:

$$C_{p \max} = 0.593 \left[\frac{\lambda_{\max} p^{0.67}}{1.48 + (p^{0.67} - 0.04) \lambda_{\max} + 0.0025 \lambda_{\max}^2} - \frac{1.92 \lambda_{\max}^2 p}{1 + 2 \lambda_{\max} p} \cdot f_i \right] \quad (3.13)$$

Avec : $\lambda_{\max} = \frac{\pi DN}{60 V_{des}}$ est la vitesse spécifique maximale obtenue lorsque la vitesse du vent est

égale à la vitesse du fonctionnement optimale V_{des} .

D'après la théorie de Betz le maximum de ce coefficient est $16/27=0.593$ correspondant au maximum de puissance susceptible d'être recueillie lorsqu'on suppose que le fluide est parfait et qu'il n'y a pas de rotation des filets fluides.

La relation qui permet de calculer le $C_{p \max}$ nécessite le choix de la finesse du profil à fonctionnement optimum la finesse étant définie par le rapport des coefficients de portance et de traînée caractérisant le profil ($f_i = C_z/C_x$). Une finesse C_z/C_x de 120 est choisie pour avoir C_E entre 0.4 et 0.5 ce qui correspond aux valeurs observées pour les éoliennes actuellement sur le marché [KUI1997].

Le coefficient C_p d'un rotor donné (diamètre, nombre de pale et profil des pales) varie en fonction de la vitesse du vent et de la vitesse de rotation N . On exprime généralement cette variation en fonction de la vitesse spécifique :

$$\lambda = \frac{\pi DN}{60 V} \quad (3.14)$$

La Figure 3.13 montre un exemple de variation obtenue à l'aide du modèle pour une éolienne de 600 kW.

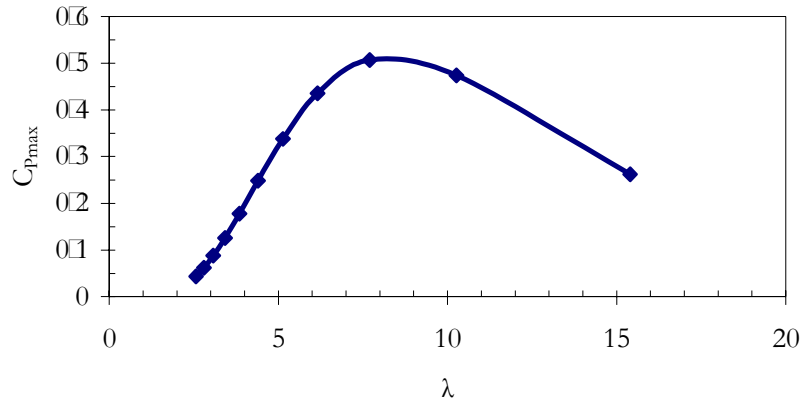


Figure 3. 13: Coefficient de puissance en fonction de la vitesse spécifique pour une éolienne de 600kW.

La puissance à la sortie du rotor est :

$$P_r = \frac{1}{2} \rho C_p A V^3 \quad (3.15)$$

La puissance correspondant au C_{pmax} maximal est donnée par :

$$P_{rm} = \frac{1}{2} \rho \cdot C_{pmax} \cdot A \cdot V_{des}^3 \quad (3.16)$$

La puissance nominale du rotor pour la vitesse nominale du vent V_{nr} est:

$$P_{nr} = P_{rm} \cdot \exp\left(\frac{9}{2} (\ln s)^2\right) \quad (3.17)$$

$$V_{nr} = V_{des} \cdot \exp(3 (\ln s)^2) \quad (3.18)$$

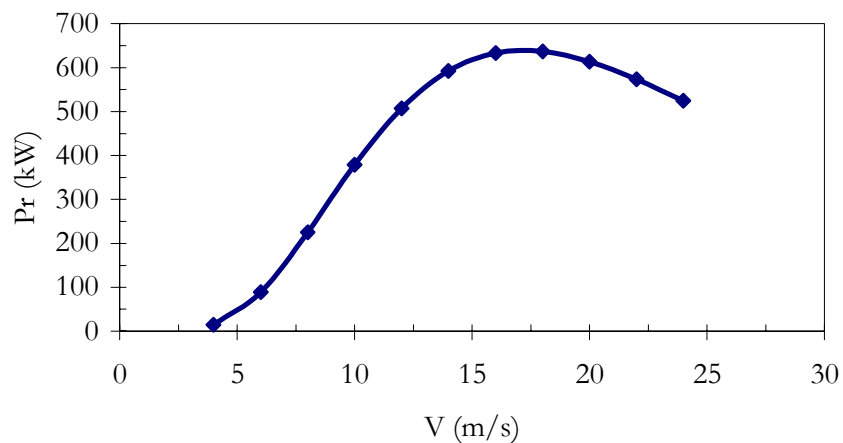


Figure 3. 14 : Puissance du rotor d'une éolienne de 600kW

3 - III.2.3 Modèle composant multiplicateur (niveau 2)

Le rendement du multiplicateur est donné par [HAR1994]:

$$\eta_m = 1 - \left[(1 - \pi_m) \left(\frac{P_{nr}}{P_r} + 3 \right) / 4 \right] \quad (3.19)$$

Avec : $\pi_m = 0.89 P_{nr}^{0.012}$ □ facteur d'efficacité du multiplicateur.

La puissance à la sortie du multiplicateur est :

$$P_m = \eta_m \cdot P_r \quad (3.20)$$

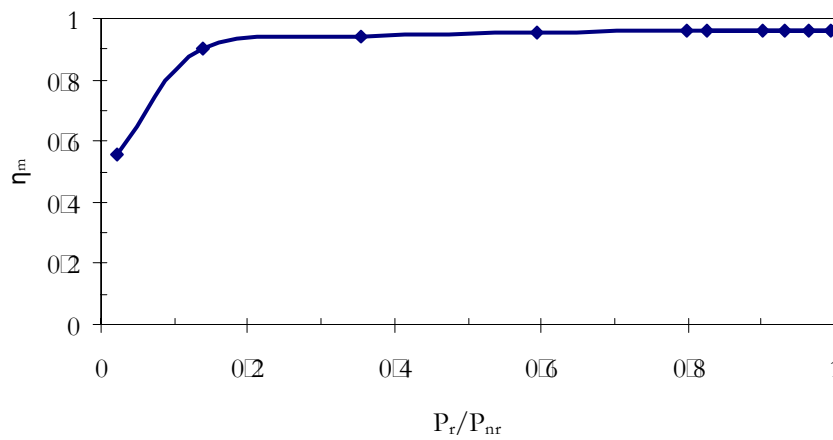


Figure 3. 15: Rendement du multiplicateur d'une éolienne de 600kW

3 - III.2.4 Modèle composant génératrice (niveau 2)

La puissance nominale de la génératrice est [HAR1994]:

$$P_{ng} = P_{nr} \pi_m \pi_g F_s \quad (3.21)$$

Avec : $\pi_g = 0.87 P_{nr}^{0.014}$ □ facteur d'efficacité de la génératrice.

F_s : facteur de service du multiplicateur

$$F_s = \begin{cases} 2 \text{ (SVC)} \\ 1.75 \text{ (PVC)} \\ 1.25 \text{ (PVV)} \end{cases} \quad (3.22)$$

Le rendement de la génératrice est donné par :

$$\eta_g = 1 - \left[(1 - \pi_g) \left(5 \left(\frac{P_m}{P_{ng}} \right)^2 + 1 \right) \left(\frac{P_{ng}}{6 P_m} \right) \right] \quad (3.23)$$

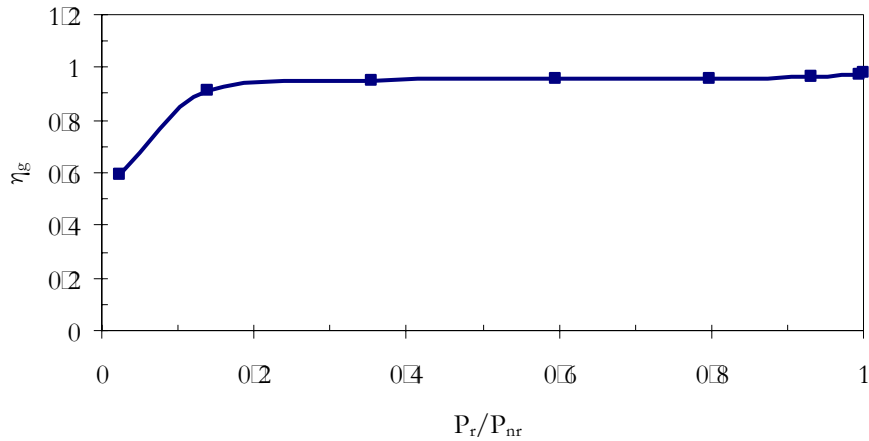


Figure 3. 16: Rendement de la génératrice d'une éolienne de 600 kW

3 - III.2.5 Modèle composant de l'éolienne (niveau 0)

Le modèle global du calcul de l'énergie produite est construit en associant les trois modèles de composant présentés ci-dessus. La puissance à la sortie de l'éolienne est :

$$P = C_E \cdot P_{ar} \quad (3. 24)$$

Le coefficient d'efficacité de l'éolienne est :

$$C_E = C_p \eta_m \eta_g \quad (3. 25)$$

L'énergie électrique produite annuellement en kWh/an par l'éolienne possédant un rotor de surface A entre les vitesses de vent de connexion au réseau V_i et de coupure V_f est donc la somme des énergies sur une année (8760 heures) réduites du facteur d'efficacité du système :

$$E_{PA} = \frac{8.760 \times \rho}{2} \times A \times \sum_{V_i}^{V_f} f(V) C_{E,V} V^3 \Delta V \quad (3. 26)$$

3 - III.3 Qualification du modèle d'estimation de l'énergie produite par an

3 - III.3.1 L'exactitude et la précision intrinsèque

Nous utilisons comme référence la courbe de puissance mesurée sur site extraite d'une étude comparative des éoliennes standards réalisée par « Danish Energy Agency » en 1998 [PET 1998]. Cette courbe est obtenue en utilisant les procédures et les recommandations indiquées dans les standards internationaux [IEC 1998]. Les variables d'entrée sont la densité de l'air et la vitesse du vent mesurées à une distance proche de lieu d'implantation de l'éolienne ; la variable de sortie est la puissance de l'éolienne. La vitesse et la puissance sont mesurées et moyennées sur une durée donnée (généralement 10 min). La Figure 3. 17 montre un exemple de résultat obtenu pour une éolienne standard (NEG NTK 500/37) dont les variables de conception sont données dans le Tableau 3. 4.

Eolienne NEG NTK 500/37						
D (m)	P _n (kW)	V _{des} (m/s)	H _{hub} (m)	N (tr/mn)	Type de contrôle	p
37	524	8.5	36	30.2	« SVC »	3

Tableau 3. 4: Variables de conception de l'éolienne standard NEG NTK 500/37.

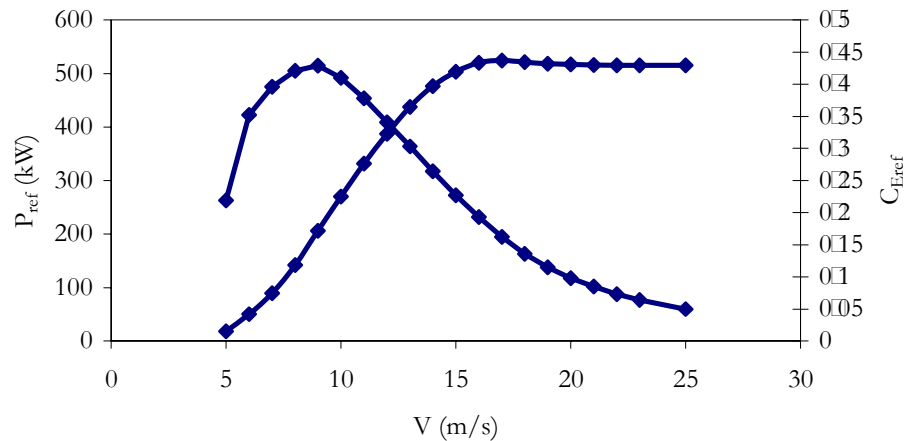


Figure 3. 17 : Puissance et coefficient d'efficacité de référence de l'éolienne NEG NTK 500/37.

Pour l'estimation l'énergie produite par an la courbe de puissance mesurée et la distribution du vent dans le site sont utilisées :

$$E_{ref} = \sum_{V_i}^{V_f} f(V) P_{ref}(V) \Delta V \quad (3.27)$$

Cette quantité de référence sert typiquement comme une mesure de garantie dans les contrats. Elle est donnée généralement pour différents sites (voir Tableau 3. 5).

Les standards internationaux [IEC 1998] définissent aussi la procédure à utiliser pour l'analyse de l'incertitude liée à une telle estimation de la puissance produite. L'analyse prend en compte l'incertitude liée aux instruments de mesure et celle due à la différence entre la vitesse mesurée par le mât de mesure et celle effective au niveau de l'éolienne.

Pour la prédiction de l'énergie produite dans un autre site en utilisant la courbe de puissance de référence l'incertitude liée à cette estimation varie entre 4% et 6% pour terrain plats jusqu'à 10% pour les terrains dont la topographie est complexe [FRA 2000]. Nous utilisons la valeur seuil de 4% pour mesurer l'exactitude de notre modèle.

Vitesse moyenne à la hauteur du moyeu V _m (m/s)	Paramètres de Weibull c k (m/s)		E _{ref} (MWh/an)
4	4.51	2	225
5	5.64	2	486
6	6.77	2	816
7	7.90	2	1176
8	9.03	2	1532

9	10.16	2	1858
10	11.28	2	2138

Tableau 3. 5 : Energie de référence produite par an de l'éolienne NEG NTK 500/37

Les courbes correspondantes au coefficient d'efficacité C_E et à la puissance P récupérable par l'éolienne standard sont tracées à l'aide du modèle à partir de ces variables de conception donnés dans le Tableau 3. 4. Les caractéristiques obtenues sont ensuite comparées (voir la Figure 3. 18 et le Tableau 3. 6) avec les données de référence.

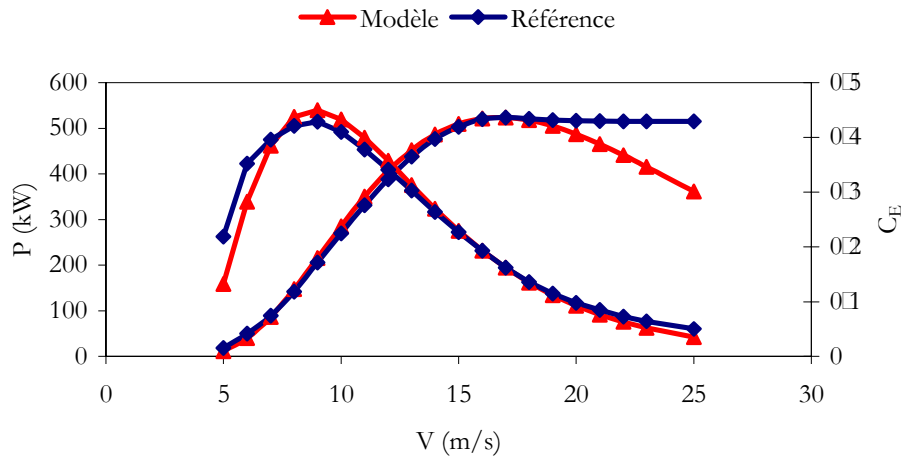


Figure 3. 18: Puissance et coefficient d'efficacité, comparaison des résultats du modèle avec les données mesurées sur site de l'éolienne NEG NTK 500/37.

Vitesse moyenne à la hauteur du moyeu V_m (m/s)	Paramètres de Weibull c k (m/s)		E_{PA} (MWh/an)	E_{ref} (MWh/an)	Ecart (%)
4	4.51	2	202	225	-10.2
5	5.64	2	472	486	-2.9
6	6.77	2	818	816	0.25
7	7.90	2	1193	1176	1.45
8	9.03	2	1557	1532	1.6
9	10.16	2	1883	1858	1.4
10	11.28	2	2151	2138	0.6

Tableau 3. 6 : Energie produite par an, comparaison des résultats obtenus par le modèle avec les données mesurées de l'éolienne NEG NTK 500/37.

On remarque que les deux courbes de puissance sont différentes pour les grandes vitesses. A une seule exception (lorsque la vitesse moyenne à la hauteur du mât est égale à 4m/s) l'écart entre la quantité d'énergie produite calculée et celles mesurées sur le site ne dépasse pas les 3%.

L'inexactitude observée pour des vitesses moyennes égale à 4 m/s est intrinsèque au modèle. Elle est probablement liée aux relations utilisées (les courbes de puissance ne sont pas identiques surtout pour les vitesses inférieures à 6 m/s et celle supérieures à la vitesse de 20m/s) mais elle peut être aussi due au choix de la finesse du profil de pale en effet l'éolienne de référence utilise des pales LM et nous ne savons pas si ce type de pale est caractérisé par une finesse de 120 qui est choisie comme entrée de notre problème. Pour voir l'influence de la finesse sur l'exactitude du modèle nous réalisons dans la suite une analyse par intervalles vis-à-vis de cette variable auxiliaire.

Vitesse moyenne à la hauteur du moyeu V_m (m/s)	Paramètres de Weibull c k (m/s)		E_{PA} (MWh/an)	E_{ref} (MWh/an)	Ecart Modèle Précis (%)	Ecart Modèle Imprécis (%)
4	4.51	2	[201 203]	225	-10.2	-9.8
5	5.64	2	[470 474]	486	-2.9	-2.4
6	6.77	2	[814 822]	816	0.25	0
7	7.90	2	[1188 1197]	1176	1.45	1
8	9.03	2	[1551 1562]	1532	1.6	1
9	10.16	2	[1877 1887]	1858	1.4	1
10	11.28	2	[2146 2156]	2138	0.6	0.4

Tableau 3. 7 : Influence de l'imprécision due à la finesse sur l'exactitude du modèle
 $C_z/C_x = [110,130]$

Cette analyse par intervalles montre que l'exactitude du modèle est globalement améliorée dans un contexte imprécis néanmoins le modèle reste globalement inexact pour qu'il puisse être utilisé dans des sites dont la vitesse moyenne à la hauteur du moyeu est égale à 4 m/s l'inexactitude observée est donc due aux relations utilisées par le modèle.

Pour les sites dont la vitesse moyenne varie entre 5 et 10 l'imprécision liées aux relations utilisées par le modèle n'influence pas l'exactitude du modèle global car les fréquences des vitesses pour lesquelles le modèle est imprécis ne sont pas élevées dans ces sites l'effet de l'imprécision est alors atténué par la fonction du Weibull utilisée par le modèle.

3 - III.3.2 La spécialisation

Nous rappelons que l'étude précédente est réalisée pour une éolienne standard de type stall à vitesse constante. La question qui se pose lorsqu'on analyse la spécialisation du modèle est : est-ce que le modèle ne favorisera pas le concept stall à vitesse constante ? Pour répondre à cette question nous avons examiné l'exactitude du modèle en utilisant deux autres éoliennes de référence une de type pitch à vitesse constante et une de type pitch à vitesse variable. Les variables de conception liées à ces deux éoliennes sont données respectivement dans le Tableau 3. 8 et le Tableau 3. 9. Les résultats obtenus pour les caractéristiques de puissance sont donnés respectivement sur la Figure 3. 19 et la Figure 3. 20. Ceux qui correspondent à la quantité d'énergie produite par an sont représentés respectivement sur le

Tableau 3. 10 et le Tableau 3. 11. La comparaison des écarts liés aux différents concepts est donnée dans la Figure 3. 21. Pour l'éolienne à vitesse variable nous avons choisi la valeur moyenne de la vitesse de rotation comme entrée du modèle.

Eolienne Vestas V39- 500						
D (m)	P _n (kW)	V _{des} (m/s)	H _{hub} (m)	N (tr/mn)	Type de contrôle	p
39	500	8	40.5	30	« PVC »	3

Tableau 3. 8: Variables de conception de éolienne standard Vestas V39- 500.

Eolienne Enercon E-66						
D (m)	P _n (kW)	V _{des} (m/s)	H _{hub} (m)	N (tr/mn)	Type de contrôle	p
66	1531	9	68	8-20.3 (14)	« PVV »	3

Tableau 3. 9: Variables de conception de éolienne standard Enercon E-66.

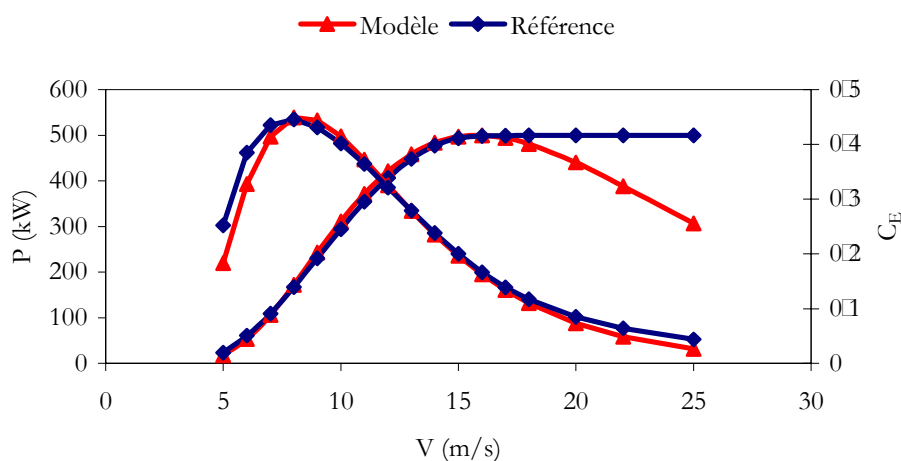


Figure 3. 19: Puissance et coefficient d'efficacité, comparaison des résultats du modèle avec les données mesurées de l'éolienne Vestas V39- 500.

Vitesse moyenne à la hauteur du moyeu V _m (m/s)	Paramètres de Weibull		E _{PA} (MWh/an)	E _{ref} (MWh/an)	Ecart (%)
	c	k (m/s)			
4	4.51	2	247	260	-5
5	5.64	2	546	550	-0.7
6	6.77	2	911	901	1.1
7	7.90	2	1290	1269	1.7
8	9.03	2	1645	1622	1.4
9	10.16	2	1952	1939	0.7
10	11.28	2	2196	2205	-0.4

Tableau 3. 10 : Energie produite par an, comparaison des résultats obtenue par le modèle avec les données mesurées sur deux sites de l'éolienne Vestas V39- 500.

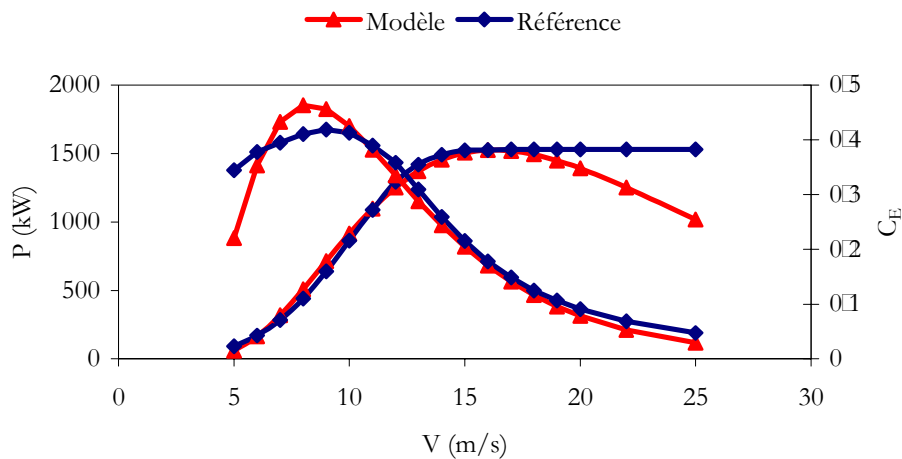


Figure 3. 20: Puissance et coefficient d'efficacité, comparaison des résultats du modèle avec les données mesurées de l'éolienne Enercon E-66.

Vitesse moyenne à la hauteur du moyeu Vm (m/s)	Paramètres de Weibull		E _{PA} (MWh/an)	E _{ref} (MWh/an)	Ecart (%)
	c	k (m/s)			
4	4.51	2	756	814	-7.7
5	5.64	2	1642	1637	0.3
6	6.77	2	2723	2675	1.8
7	7.90	2	3855	3795	1.6
8	9.03	2	4928	4885	0.9
9	10.16	2	5866	5869	-0.05
10	11.28	2	6625	6698	-1.1

Tableau 3. 11 : Energie produite par an, comparaison des résultats obtenue par le modèle avec les données mesurées de l'éolienne Enercon E-66.

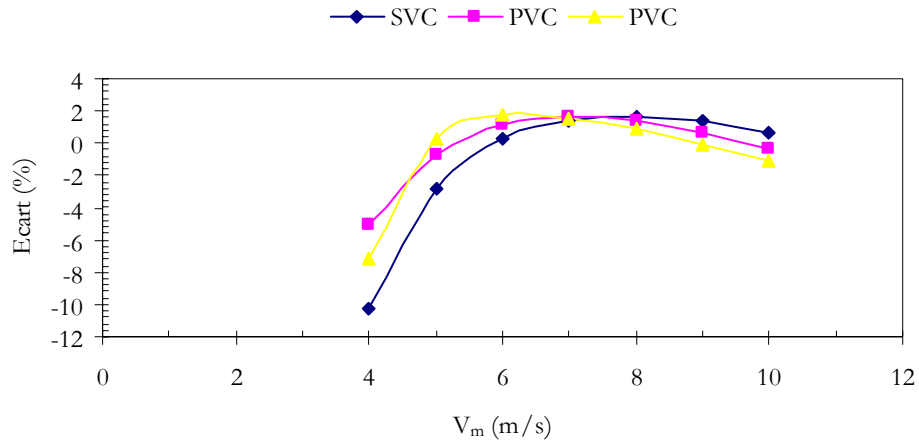


Figure 3. 21: Comparaison des écarts liés aux trois concepts étudiés.

Les résultats ci-dessus montrent que le modèle est exact pour les mêmes vitesses du vent pour tous les types de contrôle. Cependant il ne prend pas en compte le gain en énergie qui peut être réalisé par le système pitch à vitesse constante et par le système pitch à vitesse variable.

Plusieurs auteurs se sont intéressés à la comparaison des différents concepts du contrôle vis-à-vis de l'énergie produite par an. Les opinions exprimées sont très différentes et les valeurs annoncées pour le gain en énergie lorsque on utilise un système à vitesse variable par exemple varient de 2% à 38%. D'après une étude de simulation réalisée dans le but de comparer huit concepts de contrôle en prenant en compte : la vitesse moyenne du vent le profile des pales la vitesse spécifique maximale et la turbulence un gain en énergie est observé surtout pour des vitesses moyennes faibles (entre 5 m/s et 6 m/s). Pour un système à vitesse variable ce gain peut atteindre 18% pour des vitesses moyennes plus grandes la production de l'énergie est similaire pour tous les autres concepts [HOF 2000].

Vu que l'énergie produite par an dépend de plusieurs paramètres comme il sera expliqué dans le paragraphe suivant il est très difficile de se prononcer sur le gain qui peut être réalisé dans la réalité ce problème est encore sujet à débats [UR 2001].

D'après cette analyse nous nous contenterons d'utiliser le modèle sans aucune adaptation vis-à-vis du type de contrôle..

3 - III.3.3 La précision extrinsèque et la parcimonie

La précision extrinsèque est liée à la connaissance du système éolien et à la variation du milieu extérieur vent. L'incertitude liée à l'imprécision extrinsèque du modèle est due au fait que la puissance est fonction de plusieurs paramètres autres que la vitesse du vent (horizontal) la densité de l'air et les variables de conception prises en compte. En effet le flux de l'énergie aéraulique récupéré par le rotor dépend du climat la topographie du site l'effet du sillage dû aux obstacles de proximité etc.

Les variables liées à ce flux peuvent être classées en trois catégories [FRA 2000] [FRA 1998] :

$$P_r = p(E_r, D_r, O_r)$$

Où E_r , D_r et O_r sont les 'effets' qui sont fonctions des variables liés au flux d'énergie aéroulique au travers le rotor :

- E_r dépend de la vitesse du vent, de la masse volumique de l'air, de l'intensité de la turbulence, du cisaillement du vent et de l'angle entre l'axe du rotor et la direction du vent. En considérant une période donnée et en supposant que la turbulence est isotrope, l'énergie cinétique par unité de surface perpendiculaire à la direction du vent est :

$$E_c = \frac{1}{2} \rho V^3 \left[1 + 5 \left(\frac{\sigma_v}{V} \right)^2 \right]$$

En introduisant l'angle entre l'axe du rotor et la direction du vent, le flux d'énergie qui travers le rotor par seconde est :

$$E_{cr} = \oint_A E_c \cos \alpha \cdot dA$$

- D_r traduit l'influence de la micro-aéroudynamique du rotor, celle-ci dépend de plusieurs paramètres qui changent les coefficients de portance et de traînée du profil des pales comme par exemple la variation de l'intensité de turbulence et la présence du verglas ou d'encrassement sur les pales.
- O_r traduit l'influence des performances des systèmes de contrôle comme celui d'orientation de la nacelle, celui du mécanisme du contrôle 'pitch' et celui de commande de démarrage et d'arrêt de l'éolienne.

Le modèle que nous utilisons est parcimonieux. En effet, si on considère le modèle composant du rotor, le calcul du C_p est classiquement effectué par une approche théorique basée sur les lois de conservation d'un écoulement au travers d'un disque ainsi que sur la théorie de l'élément de pale (ou théorie tourbillonnaire) décrivant l'écoulement autour d'un profil. Un exemple de logiciel qui utilise cette approche est le logiciel LADED [OS 1996].

Pour illustrer l'influence de la parcimonie et de la précision extrinsèque sur l'exactitude du modèle nous utilisons des données mesurées sur site extraites d'une étude comparative des éoliennes standards réalisée par « Danish Energy Agency » en 1998 [PET 1998]. Dans cette étude nous retrouvons des données de référence de l'éolienne NEG NTK 500/37 mesurées dans un autre site, le Tableau 3. 12 représente la comparaison entre le modèle, la référence précédemment utilisée et la nouvelle référence.

Ce résultat montre que l'écart lié au modèle est proche de l'écart entre les deux données mesurées sur les deux sites pour les vents dont la vitesse moyenne est supérieure à 4 m/s.

Vitesse moyenne à la hauteur du moyeu V_m (m/s)	Paramètres de Weibull c k (m/s)		E_{PA} (MWh/an)	E_{ref}^* (MWh/an)	E_{ref} (MWh/an)	Ecart Modèle/Ref* (%)	Ecart Modèle/ref (%)	Ecart Ref*/ref (%)
4	4.51	2	221	232	225	-4.7	-10.2	3.1
5	5.64	2	494	499	486	-1	-2.9	2.7
6	6.77	2	836	834	816	0.24	0.25	2.2

7	7.90	2	1204	1196	1176	0.7	1.45	1.7
8	9.03	2	1562	1550	1532	0.8	1.6	1.2
9	10.16	2	1886	1869	1858	0.9	1.4	0.6
10	11.28	2	2155	2136	2138	0.9	0.6	-0.1

Tableau 3. 12 : Energie produite par an, comparaison des résultats obtenue par le modèle avec les données mesurées sur deux sites de l'éolienne NEG NTK 500/37.

3 - III.3.4 Utilisation du modèle dans un contexte imprécis

Dans la prise de décision préliminaire les données relatives au vent ne sont pas généralement complètes ceci engendre souvent des incertitudes sur les variables d'entrée du modèle. Cette incertitude est prise en compte au niveau des connaissances par l'intermédiaire d'intervalles de valeurs pour ces variables.

Le traitement de l'incertitude se base sur l'agrégation de préférences [ANTI 1995]. Les valeurs des variables sont complétées de niveaux d'incertitude de possibilité ou de préférence qui servent à ordonner les solutions. Le choix d'une solution est alors caractérisé par l'incertitude ou la préférence associée. Le traitement de l'incertitude peut se faire par exemple en associant une densité de probabilité pour les variables d'entrée du modèle [OFI 1994].

Nous avons considéré l'incertitude liée aux variables mais indépendamment du niveau de confiance que l'on peut accorder aux valeurs de ces variables. Nous n'abordons pas donc les problèmes liés au traitement de l'incertitude.

3 - IV RESOLUTION ET DISCUSSION

Les informations nécessaires à la prise de décision sont:

- Les critères (C_r) : ce sont le coût total du système éolien et la quantité de l'énergie produite par an. Ces deux critères permettent de calculer l'indice de qualité d'une configuration donnée du système éolien.
- Les variables de conception (V_{Co}): se sont les paramètres qui définissent l'architecture du système éolien (P_n , H_{hub} , D , V_{des} , p et Type de contrôle).

Nous définissons les indicateurs de pertinence des solutions obtenues par rapport au système éolien standard Vestas V39-500. Ils correspondent aux critères exprimés en pourcentage des valeurs obtenues par le modèle global pour ce dernier (voir le Tableau 3. 13).

Les critères			Les variables de conception						
I_{QS} (GWh/MEuro)	E_S (GWh)	C_{TES} (MEuro)	D (m)	P_n (kW)	V_{des} (m/s)	H_{hub} (m)	N (tr/mn)	Type de contrôle	p
3.67	1.37	0.37	39	500	8	40.5	30	« PVC »	3

Tableau 3. 13 : Variables de conception et critères associés au système standard Vestas V39-500.

Dans toutes les applications de ce chapitre les variables liés à la définition du site sont donnés dans le

Tableau 3. 14. Nous avons volontairement choisi des valeurs de k et c qui s'apparentent à celle d'un site de type méditerranéen. La valeur de α est celle d'un terrain plat.

Caractérisation du site étudié			
k_0	c_0	α	Z_0
1.2	8	0.12	30

Tableau 3. 14 : Caractérisation du site étudié

L'objectif du fabricant est de maîtriser l'influence des variables de conception sur les critères. Il cherche souvent une machine qui possède un indice de qualité le plus grand possible mais aussi qui maximise la récupération de l'énergie aéraulique disponible dans le site [FUG 2002].

Pour discerner le domaine global des solutions et pour réduire le temps du calcul nous avons introduit des valeurs discrètes pour les variables de conception. Le

Tableau 3. 15 montre les domaines de variation possibles des variables de conception.

Variables de conception	Domaine de variation
D (m)	[20 80] avec un pas de 10 m
P_n (kW)	[400 2000] avec un pas de 100 kW
V_{des} (m/s)	[6 12] avec un pas de 2 m/s
H_{hub} (m)	[35 70] avec un pas de 10 m
N (tr/mn)	[15 50] avec un pas de 5 tr/mn
Type de contrôle	« PVC » ou « SVC » ou « PVV »
p	2 ou 3

Tableau 3. 15 : Domaines de variation des variables de conception.

La recherche de solutions (satisfaction de toutes les contraintes) est réalisée en utilisant le solveur Constraint Explorer. Cet outil permet de modifier selon le besoin les domaines de valeurs des variables de conception et des variables qui caractérisent le site. Suite au nombre de valeurs que peuvent prendre chaque variable de conception le nombre d'alternatives testées est de 182784.

La Figure 3. 22 montre l'espace de solutions obtenues (2700 solutions) pour des domaines de variations des variables de conception donnés dans le

Tableau 3. 15. Les branches à droite domaine global de solutions sont dues à l'effet de la discrétisation introduite au niveau des variables de conception.

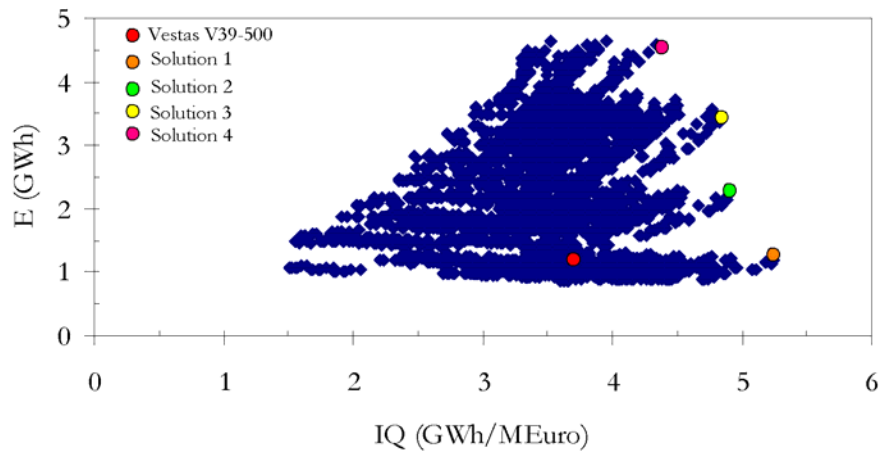


Figure 3. 22 : Domaine de solutions (Front de PARETO)

Système éolien	Les critères			Les variables de conception						
	IQ (GWh/M Euro)	E_{PA} (GWh)	C_{TE} (MEuro)	D (m)	P_n (kW)	V_{des} (m/s)	H_{hub} (m)	N (tr/mn)	Type de contrôle	p
Solution 1	5.24	1.19	0.23	30	700	10	35	46.8	« PVV »	2
Solution 2	4.89	2.21	0.45	40	1200	10	45	33.9	« PVV »	2
Solution 3	4.83	3.36	0.69	50	1700	10	45	24	« PVV »	2
Solution 4	4.33	4.59	1.06	60	2000	10	55	20.9	« PVV »	2

Tableau 3. 16 : solutions non dominées du front de PARETO

Les résultats ci-dessus montrent que l'indice de qualité décroît avec une augmentation du diamètre. Ce résultat est en accord avec le résultat de [HAU1996]. Une augmentation du diamètre du rotor est associée à une puissance nominale plus grande à une vitesse de rotation plus faible et un mât plus haut.

Nous remarquons que toutes les solutions sont des bipales qui utilisent une régulation "pitch" à vitesse variable. Nous reviendrons pour justifier cette dominance dans le paragraphe suivant.

Toutes les solutions du Tableau 3. 16 donnent un indice de qualité nettement supérieur à celui du système standard pour le site étudié. Les indicateurs de pertinence associés aux quatre solutions sont respectivement : 142.8 % - 133.2 % - 131.6 % - 118 %. Ceci veut dire que le système standard n'est pas adapté au site étudié et que une reconception en adéquation avec le site est nécessaire.

Pour améliorer les performances de la machine standard nous nous proposons d'étudier 6 scénarios de reconception possibles. Avec ces scénarios nous analysons l'influence des variables de conception sur les performances du système éolien :

- Scénario 1 : Modification du rotor. Les variables de conception concernées par ce scénario sont le diamètre du rotor D et la vitesse de fonctionnement optimal V_{des} .

- Scénario 2 : Modification du multiplicateur et de la génératrice. Ce scénario concerne la puissance nominale P_n et la vitesse de rotation N .
- Scénario 3 : Modification du nombre de pale p
- Scénario 4 : Modification du type de contrôle du rotor. L'objectif est de comparer un système stall avec un système pitch.
- Scénario 5 : Modification du type de contrôle de la génératrice. L'objectif est de comparer un système à vitesse constante avec un système à vitesse variable.
- Scénario 6 : Modification du système éolien entier. Ce scénario est une combinaison des cinq premiers. Il introduit en plus l'influence de la hauteur du mât H_{hub} .

Les solutions optimisées (vis-à-vis de l'indice de qualité) obtenues pour chaque scénario sont données dans le Tableau 3. 17.

Système éolien	Les critères			Les variables de conception						
	IQ (GWh/MEuro)	E_{PA} (GWh)	C_{TE} (MEuro)	D (m)	P_n (kW)	V_{des} (m/s)	H_{hub} (m)	N (tr/mn)	Type de contrôle	p
Standard	3.61	1.37	0.38	39	500	8	40.5	30	« PVC »	3
Scénario 1	4.12	1.13	0.27	31.8	500	9	40.5	30	« PVC »	3
Scénario 2	4.02	1.73	0.43	39	800	8	40.5	29.5	« PVC »	3
Scénario 3	3.88	1.36	0.35	39	500	8	40.5	30	« PVC »	2
Scénario 4	3.7	1.37	0.37	39	500	8	40.5	30	« SVC »	3
Scénario 5	3.91	1.37	0.35	39	500	8	40.5	30	« PVV »	3
Scénario 6	5.24	1.19	0.23	30	700	10	35	46.8	« PVV »	2

Tableau 3. 17 : Solutions optimisées pour les différents scénarios

La solution optimisée du scénario 1 est associée à une réduction du diamètre du rotor (de 18.5%) et une augmentation de la vitesse de fonctionnement optimale (de 12.5 %). Des opportunités importantes de réduction du coût total du système existent aussi au niveau de la nacelle, du mât et de la fondation (voir la Figure 3. 23).

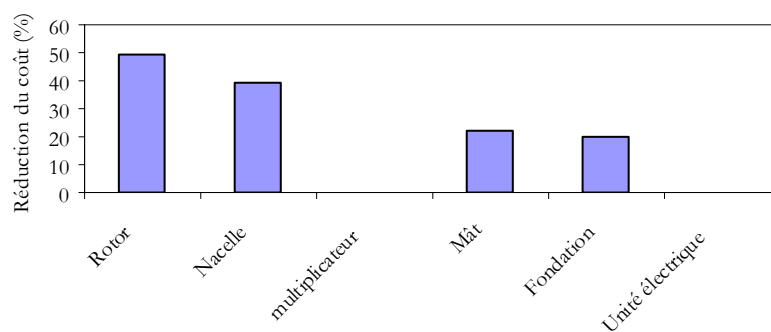


Figure 3. 23 : Réduction du coût possible pour le scénario 1

Ces dernières opportunités doivent être saisies par le fabricant (concepteur) pour pouvoir améliorer l'indice de qualité de sa machine (atteindre 4.12 au lieu de 3.67 GWh/MEuro soit un indicateur de pertinence égal à 112.3%). Dans le cas contraire, la seule réduction du diamètre entraîne un indice de qualité

légèrement inférieur à celui de la machine standard (99 % seulement). Les gains qui doivent être réalisés au niveau des autres composants (outre le rotor) viennent en effet compenser le manque au niveau de l'énergie produite par an par un rotor plus petit (82.5 %).

La solution optimisée du scénario 2 est associée à une augmentation de la puissance nominale (de 60%) et une légère réduction de la vitesse de rotation (1.6 %). L'augmentation de la puissance nominale permet de récupérer plus d'énergie (126 %) et occasionne une augmentation du coût du système éolien (116 %). Cette dernière n'est pas due seulement aux surcoûts liés au multiplicateur et à la génératrice mais aussi aux adaptations obligatoires du rotor et de la nacelle (voir la Figure 3. 24).

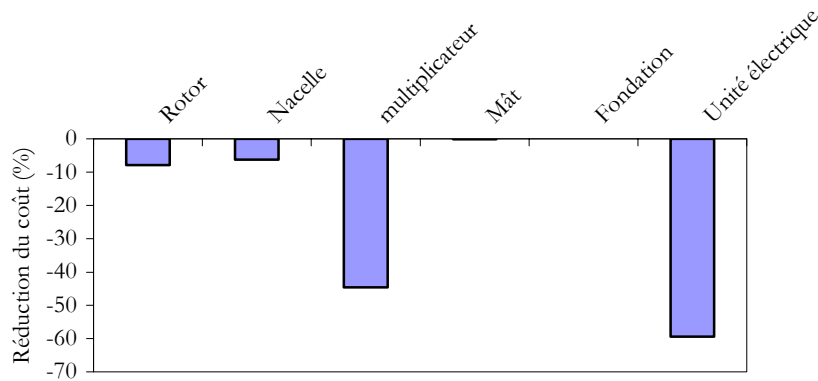


Figure 3. 24 : Augmentations des coûts pour le scénario 2

En effet l'augmentation de la puissance nominale est accompagnée d'une augmentation du poids supporté par la nacelle (donc de son coût) et de la vitesse vent nominale ($V_n = 21$ m/s au lieu de 15.5 m/s) ; celle-ci influence le coût du moyeu et des brides au niveau du rotor (voir les modèles des coûts donnés dans l'annexe 2).

Les scénarios 3 et 4 et 5 concernent les variables de conception discrètes. Concernant le scénario 3 un rotor bipale est moins lourd donc moins coûteux même si la pale est plus large et plus épaisse (données de [REE1996] données dans l'annexe 2). La réduction du poids du rotor entraîne une légère réduction du coût de la nacelle. Les réductions du coût possibles pour les deux composants sont données dans la Figure 3. 25.

Mais d'après ce que nous avons vu précédemment le coefficient de puissance d'un rotor bipale est moins bon que celui d'un tripale. Un système tripale récupère plus d'énergie qu'un système bipale mais ce gain de production ne rattrape pas son coût supérieur et l'indice de qualité obtenu est légèrement inférieur à celui d'un système bipale (Voir Tableau 3. 17).

Concernant le scénario 4 un système « stall » semble être le moins cher ; ceci est dû au fait que le mécanisme du freinage aérodynamique utilisé par le système « stall » est moins coûteux que le mécanisme de régulation logé dans le moyeu du système « pitch » (voir la Figure 3. 25). L'utilisation d'un contrôle de type « stall » occasionne une augmentation du coût du multiplicateur et de la génératrice. Ceci est dû au facteur de service du multiplicateur F_s qui augmente dans le cas d'un système de type « stall » (voir les

modèles correspondants dans l'annexe 1 et l'équation 3. 28 de ce chapitre). L'augmentation du coût du multiplicateur et de la génératrice est légèrement inférieure à la réduction du coût possible au niveau du rotor qui donne un indice de qualité légèrement supérieur pour un système de type « stall ». Nous rappelons que nous avons admis que la quantité d'énergie produite par an est indépendante du type de contrôle.

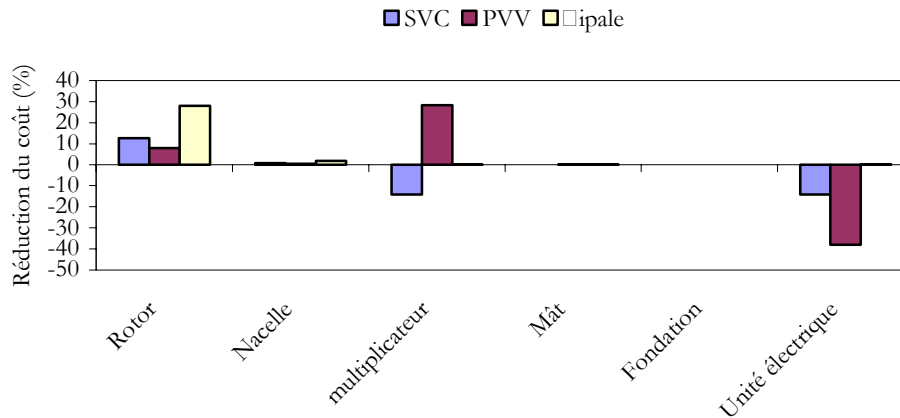


Figure 3. 25 : Réductions et augmentations des coûts pour les scénarios 3, 4 et 5

Le multiplicateur et la génératrice jouent aussi un rôle important dans le scénario 5 qui concerne le type de contrôle de la génératrice. Une réduction du coût est possible au niveau du rotor mais la plus grande partie des réductions du coût est offerte par le multiplicateur et la génératrice (voir la Figure 3. 25). Ceci est dû encore une fois au facteur de service du multiplicateur F_s qui diminue dans le cas d'un système à vitesse variable (voir les modèles correspondants dans l'annexe 1 et l'équation 3. 29 de ce chapitre).

Des travaux sont entrepris dans [SAI 2006] pour éclaircir le comportement du multiplicateur et de la génératrice vis-à-vis du type du contrôle. Ces travaux partent des travaux réalisés précédemment par [HAR 1994] et utilisés dans cette étude. Parmi les objectifs de ces travaux la revue et la qualification des modèles liés au composant multiplicateur et au composant génératrice.

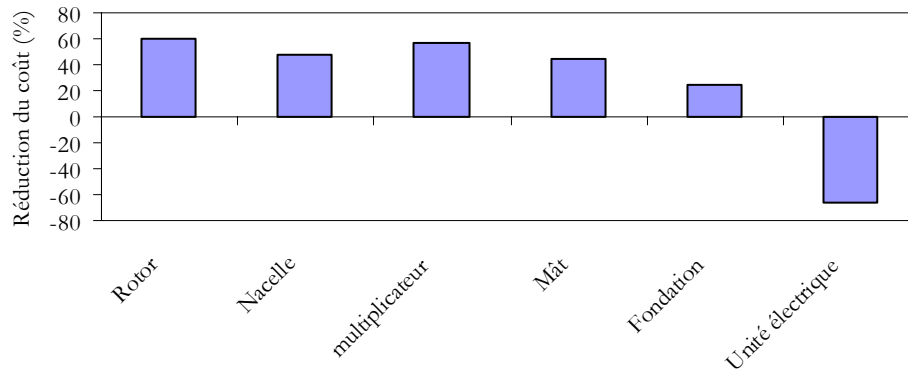


Figure 3. 26 : Réductions et augmentations des coûts pour le scénario 6

Le scénario 6 est une combinaison des cinq premiers scénarios. Le système éolien est bipale à vitesse variable (scénarios 3 et 5) sa puissance nominale est supérieure à la puissance du système standard (scénario 2) son diamètre du rotor est plus petit (scénario 1). Les réductions du coût possible pour ce scénario sont données dans la Figure 3. 26. Malgré l'augmentation considérable du coût de l'unité électrique les gains qui sont possibles sur tous les autres composants permettent d'avoir un système éolien moins coûteux. Même si l'énergie produite par an est réduite à cause de la réduction du diamètre rotor l'indice de qualité est beaucoup amélioré.

Nous remarquons aussi (pour le site étudié ici) que les paramètres liés à la puissance (N_{des} , P_n) ont des valeurs supérieures à celles du système standard tandis que les paramètres liés à la taille (D et H_{hub}) ont des valeurs inférieures à celles du système standard. Nous verrons dans le chapitre 5 que c'est une caractéristique des systèmes éoliens adaptés aux sites méditerranéens.

3 - V CONCLUSIONS

Nous avons mis en œuvre la démarche décrite dans le chapitre 2 pour aider à la décision lors de la conception architecturale d'un système éolien. Les critères de qualification d'une configuration donnée identifiés pendant la phase d'analyse et structuration du problème sont : l'énergie produite par an, le coût et l'indice de qualité du système éolien. La base de modèles nécessaires à l'évaluation de ces critères est matricielle et basée sur les niveaux de l'organigramme technique étendu et sur les fonctions structurantes à satisfaire.

Nous avons adapté les modèles utilisés dans les travaux précédents du laboratoire [DIV 2000] à la formulation par contraintes et nous avons qualifié le modèle d'estimation de la quantité d'énergie produite par an en mesurant les quatre paramètres : Parcimonie, d'Exactitude, de Précision et de Spécialisation (PEPS). Les modèles de coût utilisés dans cette étude ne se sont pas actualisés ni qualifiés. Il faudra pour cela intégrer des nouvelles données du marché éolien et analyser les risques liés aux méthodes d'estimation des coûts utilisés [RUS] [AFI 1998].

Scénario 1 : Modification du rotor	14%
Scénario 2 : Modification du multiplicateur et de la génératrice	11%
Scénario 3 : Modification du nombre de pale	7.5%
Scénario 4 : Modification du type de contrôle du rotor	2.5%
Scénario 5 : Modification du type de contrôle de la génératrice	8%
Scénario 6 : Modification du système éolien entier	45%

Tableau 3. 18: Gain au niveau de l'indice qualité obtenu pour les scénarios de reconception proposés

La démarche utilisée a montré sa capacité à produire une expertise destinée au fabricant des systèmes éoliens. La résolution du problème est effectuée à l'aide du solveur contraint explorer pour un site de type méditerranéen caractérisé par ($k_0 = 1.2 \cdot c_0 = 8$ à $Z_0 = 30$ m) a montré que l'indice de qualité décroît avec une augmentation de la taille du système. Nous verrons dans le chapitre 5 que c'est une caractéristique propre aux sites méditerranéens. Pour éclaircir cette tendance nous comparerons ce site à d'autres sites de nord de l'Europe.

La comparaison des meilleures solutions obtenues pour ce site avec un système éolien standard a montré que celui-ci n'est pas bien adapté. Nous avons proposé 6 scénarios de reconception du système standard en vue d'améliorer son indice de qualité. Des gains en l'indice de qualité sont obtenus pour tous les scénarios (voir Tableau 3. 18). Les gains sont plus importants pour les scénarios 1 et 2 (les variables de conception concernées sont : D , V_{des} , P_n et N) que pour les scénarios 3, 4 et 5 qui concernent les variables de conception discretes (type de contrôle et le nombre de pale). Le gain atteint sa valeur maximale pour le scénario 6 qui représente une combinaison des autres scénarios.

CHAPITRE 4

PRODUCTION DECENTRALISEE A BASE DE SYSTEMES EOLIENS

4 - I GENESE DU PROBLEME

4 - I.1 Prise en compte de la liaison au réseau

Ce chapitre s'intéresse à la fonction structurante **FC2**. Cette fonction contrainte est directement liée au réseau (milieu extérieur).

La prise en compte des interactions entre le système éolien et le réseau impose de définir et d'identifier des critères de qualification, des variables de conception et des modèles liés à la fonction structurante **FC2**. Successivement, il s'agit d'analyser le milieu extérieur réseau, les flux fonctionnels mis en jeu et les éléments d'interaction évoqués lors de l'approche fonctionnelle (chapitre 3). Cette analyse fixe les objectifs de modélisation.

Les modèles de composant réseau et de composant unité électrique puis le modèle d'interaction système éolien/réseau sont écrits et validés. Ces modèles sont ensuite associés à ceux du chapitre précédent pour qualifier des scénarios d'approvisionnement en énergie électrique dans une région donnée.

Nous entendons ici, par système éolien, l'éolienne et, s'il y a lieu, le système de stockage associé pour améliorer l'intégration et la qualité de la tension dans le réseau électrique.

4 - I.2 Eléments attendus pour l'aide à la décision

Ce chapitre analyse le fonctionnement d'un système éolien et de son raccordement au réseau, il fait appel à des connaissances liées au point de vue fabricant et au point de vue distributeur. Les modèles produits vont permettre d'analyser la qualité de la tension du courant produit et de définir les surcoûts afférents. A cette fin, le résultat attendu de ce chapitre est la formulation d'une base de modèles de composants réseau et du système éolien adapté ainsi que le modèle d'interaction système éolien/réseau.

4 - II ANALYSE DES FLUX FONCTIONNELS (NIVEAU 0)

Les réseaux électriques se décomposent en trois sous systèmes: les réseaux d'interconnexion à THT (400 kV, 225kV) qui relient les grands moyens de production, les réseaux de transport et de transmission (60 à 150 kV) qui ont pour rôle de transporter et de répartir l'énergie électrique, et les réseaux de distribution (de 20 kV à 400 V) qui fractionne l'énergie électrique et l'achemine vers les consommateurs [CRA, 2003].

Les réseaux de distribution et les réseaux de transmission sont découplés par le biais d'un transformateur (MT/BT) réglable afin de ne pas transmettre les fluctuations de tension d'un réseau à l'autre. Une structure de réseau électrique est présentée dans la Figure 4. 1.

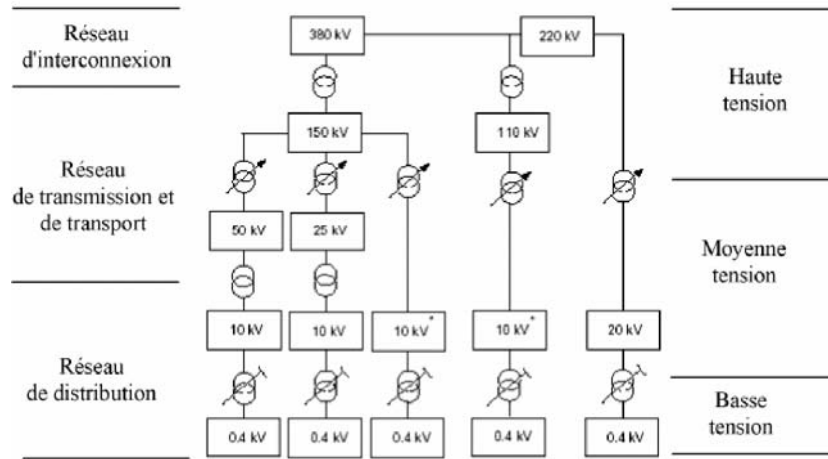


Figure 4. 1: Exemple d'une structure d'un réseau électrique.

La fonction contrainte **FC2** limite le taux de pénétration de la production éolienne dans les réseaux de distribution. Le respect de cette contrainte dépend à la fois des caractéristiques, du système éolien, du site et du réseau électrique. Cette fonction contrainte est essentiellement liée à la qualité de l'énergie dans le nœud de connexion et dans son voisinage [LAR, 2000].

La notion de **qualité de l'énergie électrique** est attachée au niveau de satisfaction de l'utilisateur, elle est mesurée en terme de viabilité et de qualité de la tension [CRA, 2003].

Les principales perturbations dues à l'intégration des systèmes éoliens dans les réseaux de distribution sont essentiellement [LAR 2000] [BOU 2002] [TAN 2003]:

- Des variations de l'amplitude de tension, ces variations étant de deux types : les variations lentes et les variations rapides connues sous le nom de Flickers,
- Des harmoniques et interharmoniques.

Les contraintes liées à la connexion au réseau sont imposées par les charges connectées au réseau. Elles sont décrites par des normes. En Europe, par exemple, les caractéristiques principales de la tension fournie par un réseau public de distribution MT ou BT sont définies par la norme Européenne EN 50160 [EN, 1999]. Celle-ci précise les tolérances qui doivent être garanties pour la tension et la fréquence ainsi que les niveaux des perturbations habituellement rencontrées dans le réseau.

Il existe plusieurs solutions pour augmenter le taux de pénétration de la production éolienne [TAN 2000]. Ces solutions utilisent des technologies et des concepts différents et peuvent être classées suivant le composant contrôlé.

La Figure 4. 2 récapitule, d'après la loi d'intégralité des parties, les composants contrôlables. Ainsi, successivement, on peut contrôler l'éolienne, le réseau ou la charge.

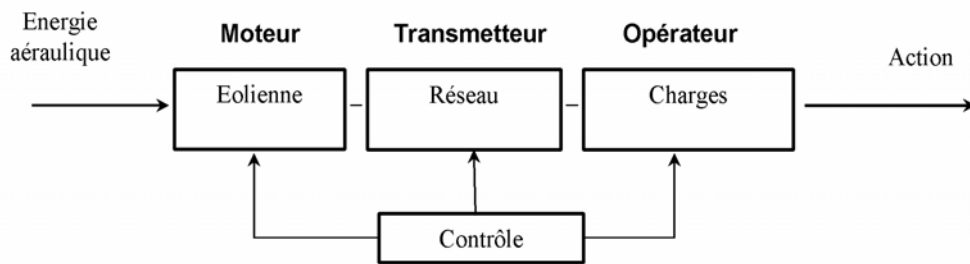


Figure 4. 2: Possibilités de contrôle du flux d'énergie électrique (niveau 0).

- **Le composant contrôlé est l'éolienne (solutions internes)**

- Contrôle de la puissance active ou de la puissance réactive

Les technologies adoptées utilisent des unités de contrôle de la tension au nœud de connexion, ces unités communiquent avec le système du contrôle du système éolien pour adapter la puissance produite aux fluctuations de la charge. Cette solution pourra être utilisée pour atténuer les variations lentes de la tension et les flickers.

- Intégration d'un système stockage de l'énergie électrique

L'atténuation des flickers nécessite une régulation rapide et une faible quantité d'énergie. Pour le maintien de la tension sur un intervalle de 10 minutes, la régulation est plutôt lente et la quantité d'énergie appelée peut être très grande. Les techniques de stockage de l'énergie utilisées sur un réseau électrique peuvent être : électrochimique, mécanique (inertiel), électrostatique, magnétique, hydraulique, pneumatique ou thermique.

- **Le composant contrôlé est le réseau (solutions externes)**

- Injection de la puissance réactive

Cette solution est réalisée à l'aide des bancs de condensateurs ou à l'aide des compensateurs rotatifs. Les bancs de condensateurs sont utilisés pour le maintien de l'amplitude de tension seulement ; tandis que les compensateurs rotatifs peuvent être utilisés aussi pour l'atténuation du phénomène de flickers si la régulation mise en place est rapide. L'injection de la puissance réactive nécessaire pour le maintien de l'amplitude de tension est très utile aussi pour réduire les pertes par effet joule dans les câbles et permet ainsi l'augmentation de la quantité de la puissance active qui peut transiter pour un même échauffement.

- Renforcement du réseau

La puissance générée en plus surtout dans les périodes à faibles charges est transitée vers un autre réseau.

- Réglage du transformateur du poste source.

- **Le composant contrôlé est la charge (solutions externes)**

Il s'agit d'adapter la charge aux fluctuations de la production du système éolien. Cette solution n'est pas toujours possible car il faut disposer des charges réglables comme, par exemple, certains types de réfrigérateurs etc. Quand elle est possible, elle sera utilisée seulement pour le maintien de l'amplitude de la tension.

Chaque solution engendre des coûts supplémentaires qui peuvent mettre en cause la rentabilité du projet. A titre d'exemple pour le renforcement du réseau une ligne de 10kV, 100mm² Al PEX coûte 30 000 \$USA [TAN, 2000]. En principe les coûts supplémentaires liés à la solution adoptée sont répercutés au maître d'ouvrage. Celui-ci doit, donc, analyser les coûts supplémentaires par rapport au retour qu'il en attend. Une étude technico-économique est indispensable pour le choix de la solution optimale et pour prédire son impact sur la rentabilité du projet [FRA, 2003].

4 - III OBJECTIFS DE MODELISATION

Dans cette thèse seul les variations lentes l'amplitude de tension et le phénomène de Flickers sont pris en compte. Les harmoniques et interharmoniques, qui ne sont pas traités ici, sont généralement observées dans le cas des systèmes à vitesse variable qui utilisent des convertisseurs électroniques. Pour ces systèmes, il faut s'assurer que la distorsion subit par l'onde est acceptable sinon l'installation d'un filtre est nécessaire [TAN, 2003].

Nous cherchons, en premier lieu, à déterminer le taux maximal de pénétration de la production éolienne dans un réseau de distribution donné et à déterminer la perturbation qui dimensionne un réseau de distribution.

En deuxième lieu, nous examinons les solutions pour l'amélioration de l'intégration de la production décentralisée à base de systèmes éoliens, et nous étudions deux concepts de solution différents, pour montrer les possibilités du choix offert par notre outil d'aide à la décision. Nous nous intéressons en particulier à la comparaison d'un système qui utilise une éolienne à vitesse variable avec un système qui utilise une éolienne à vitesse constante et un système de stockage inertiel.

4 - IV PENETRATION DE LA PRODUCTION EOLIENNE DANS UN RESEAU DE DISTRIBUTION

4 - IV.1 Les critères de qualification de la fonction FC2

La variation maximale permise de la tension dans un réseau est traitée par la commission internationale de l'électrotechnique (IEC 868) [LAR, 2000]. La méthode utilisée se base sur la courbe de la Figure 4.3 qui montre la variation maximale permise de l'amplitude de tension en fonction de la fréquence de la fluctuation.

NORME IEC 868

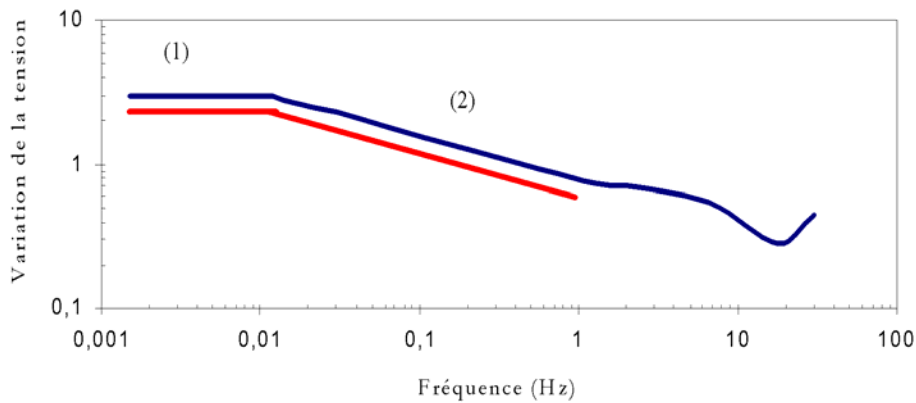


Figure 4. 3: Courbe de variation de la tension.

La partie (1) de la courbe de variation de la tension précise que les variations lentes de la tension sont acceptables si elles sont inférieures à 3 % de la tension nominale du réseau. Pour des raisons de sécurité, certaines directives européennes précisent que les variations lentes de la tension sont acceptables si elles sont inférieures à 2.5% de la tension nominale du réseau [BOU, 2002], [LAR, 2000].

$$|\Delta U (\%)| \leq 2.5 \quad (4.1)$$

La partie (2) de la courbe montre la limite acceptable du phénomène de flickers. Cette limite peut être traduite par la contrainte suivante :

$$|\Delta U (\%)| \leq 0.628 . F^{-0.3} \quad (4.2)$$

4 - IV.2 Analyse des flux physiques mis en jeux (niveau 2)

La connexion au réseau est réalisée à l'aide de l'unité électrique qui comprend la génératrice, les câbles et l'électronique de puissance. Le contrôle de la connexion est réalisé au niveau de la génératrice (convertisseur côté génératrice) et de l'électronique de puissance côté réseau dans le cas d'un système à vitesse variable. Dans le cas d'un système à vitesse constante, il est réalisé au niveau des bancs de condensateurs. Le contrôle permet de régler la variation de la tension au point de connexion (Figure 4. 4).

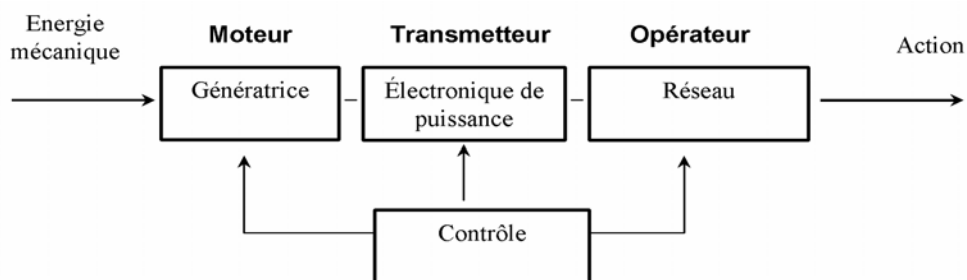


Figure 4. 4: Analyse des flux fonctionnels : flux d'énergie électrique (niveau 2).

Afin de réaliser le modèle global qui calcule le taux de pénétration de la production éolienne dans un réseau de distribution, il est nécessaire d'écrire les différents modèles entrant en jeu.

La suite de ce paragraphe définit le taux de pénétration et analyse les modèles de composant liés au flux d'énergie électrique: modèle de composant de (milieu extérieur) réseau, modèle d'interaction unité électrique/réseau et le modèle de l'unité électrique.

4 - IV.3 Modèle composant du réseau

Différentes approches sont utilisées pour calculer la variation de tension causée par la connexion d'un système éolien: déterministe, temporelle et probabiliste [BOU, 2002]. Dans cette étude nous utilisons la première approche.

Le modèle du réseau considéré dans cette étude est représenté dans la Figure 4. 5. U_1 est la tension de bus infini, U_2 la tension au point de connexion, et Z est l'impédance équivalente du réseau au point de connexion.

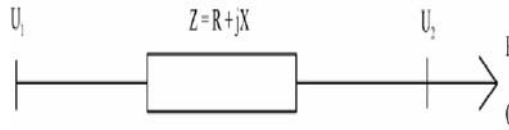


Figure 4. 5 : Modèle du réseau.

La puissance de court-circuit du réseau en un point spécifique est :

$$S_{sc} = \frac{U_1^2}{Z} = \frac{U_1^2}{\sqrt{R^2 + X^2}} \quad (4.3)$$

R et X sont respectivement la résistance et la réactance du réseau au point de connexion.

Lorsque la tension est constante, la puissance de court-circuit est constante si l'impédance du réseau est constante. Il faut néanmoins préciser qu'une valeur donnée de S_{sc} peut être obtenue pour différentes valeurs du rapport X/R . Ce rapport varie en fonction du niveau de la tension, de la configuration du réseau, du type de lignes et de leurs géométries [ACK, 1999].

D'une manière générale, un point du réseau est considéré faible s'il est faiblement relié et loin des principales unités de production conventionnelles ou s'il est isolé. Une pratique courante des ingénieurs électriciens consiste à évaluer la faiblesse de certains points du réseau en utilisant la puissance de court-circuit en ce point. La valeur de ce paramètre important est fournie par le gestionnaire du réseau. Elle dépend du nombre et des caractéristiques d'unités de génération alimentant le réseau aussi bien que de l'impédance équivalente (impédances des lignes et impédances des transformateurs) à partir des unités de génération conventionnelles jusqu'au point d'étude (point de connexion). Selon la valeur de la puissance de court-circuit, les réseaux sont considérés faible ou fort. Plus le réseau est faible, plus il est affecté par les perturbations qui proviennent des nouveaux éléments incorporés (charges ou systèmes de production

décentralisée). Plus la valeur de la puissance de court-circuit est faible, plus le réseau est faible. Lorsque la puissance de court-circuit est suffisamment élevée on considère que la qualité de l'énergie électrique dans le réseau n'est pas affectée par des nouvelles installations. Dans ce cas on dit que le réseau est fort en ce point [ALE, 2004].

4 - IV.4 Modèle d'interaction de l'unité électrique avec le réseau

La puissance de court-circuit caractérise la faiblesse du point de connexion du point de vue réseau seulement. Pour prendre en compte le système éolien à connecter, on utilise, généralement, le rapport entre la puissance de court-circuit du réseau sur la puissance nominale du système éolien (le taux de pénétration S_{cr}) comme paramètre qui caractérise la faiblesse du point de connexion.

$$S_{Cr} = \frac{P_n}{S_{Sc}} \quad (4.4)$$

Le taux de pénétration (S_{cr}) sera utiliser comme critère de qualification du site étudié et non pas du système éolien. Ce critère est très important lors de l'élaboration des scénarios d'approvisionnement en énergie éolienne dans une région donnée.

Bien que l'étude précise de chaque cas particulier mène à différentes valeurs minimales appropriées pour le paramètre S_{cr} , on considère que le réseau est susceptible d'être faible pour une connexion donnée si le paramètre S_{cr} est inférieur à 20 [ALE, 2004].

Le modèle utilisé pour calculer la variation de la tension ne prend pas en compte l'influence de la variation de la demande dans le réseau électrique. Le diagramme vectoriel qui correspond au modèle de la Figure 4. 6 est :

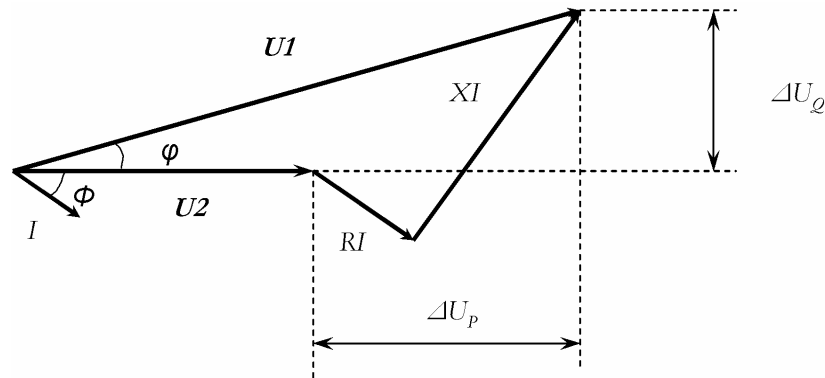


Figure 4. 6: Diagramme vectoriel

D'après ce schéma on a :

$$U_1^2 = (U_2 + \Delta U_p)^2 + \Delta U_q^2 \quad (4.5)$$

C'est-à-dire :

$$U_1^2 = (U_2 + RI \cos \phi + XI \sin \phi)^2 + (XI \cos \phi - RI \sin \phi)^2 \quad (4.6)$$

Ou encore :

$$U_1^2 = \left(U_2 + \frac{RP}{U_2} + \frac{XQ}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{XP}{U_2} - \frac{RQ}{U_2} \right)^2 \quad (4.7)$$

La tension au point de connexion d'un système éolien est donc :

$$U_2 = \sqrt{\frac{U_1^2}{2} - (RP + XQ) + \sqrt{\left[\frac{U_1^2}{2} - (RP + XQ) \right]^2 - (P^2 + Q^2)(R^2 + X^2)}} \quad (4.8)$$

La variation de la tension est :

$$\Delta U (\%) = 100 \left| \frac{U_1 - U_2}{U_1} \right| \quad (4.9)$$

P et Q sont respectivement la puissance active et réactive du système éolien. Par convention la puissance active est considérée positive car elle est produite, la puissance réactive est considérée négative car elle est consommée.

La puissance active produite par une éolienne est calculée à l'aide des modèles du chapitre précédent. Ces modèles supposent que les pertes dans les câbles et dans l'électronique de puissance sont négligeables. Le rendement global de l'unité électrique est égal à celui de la génératrice.

Pour calculer la variation de la tension créée par la connexion d'un système éolien en utilisant la relation précédente, il faut déterminer la relation entre la puissance active générée et la puissance réactive consommée par le système (modèle composant de l'unité électrique). Dans le paragraphe suivant nous détaillons la relation utilisée pour un système à vitesse constante utilisant une génératrice asynchrone.

4 - IV.5 Modèles composants de l'unité électrique

Pour un système à vitesse constante, le circuit équivalent de l'unité électrique est représenté dans la figure, R_s et R_r sont respectivement les résistances du rotor et du stator, X_s et X_r sont leurs réactances, X_m est la réactance magnétisante. La machine asynchrone est considérée saturée (X_m est constante) et on admet l'existence d'une réactance $-jX_c$ qui correspond aux bancs de condensateurs.

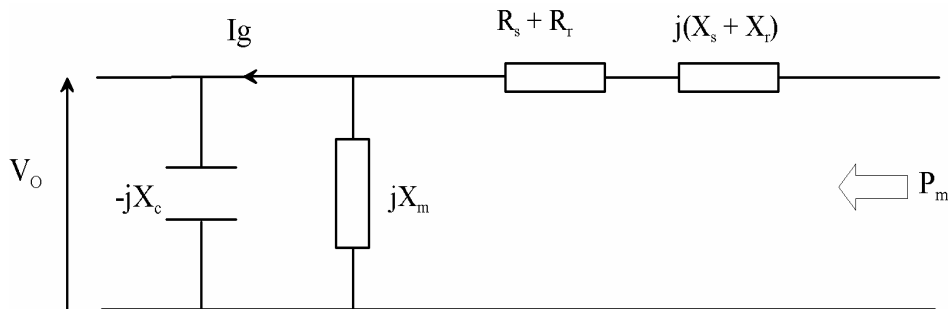


Figure 4. 7: Circuit équivalent de la génératrice d'un système à vitesse constante.

Le circuit équivalent considéré ici est simplifié. Il se base sur le transfert de la réactance magnétisante X_m de l'aval à l'amont de l'impédance du stator. Ce transfert n'est légitime que si la chute de tension due au passage du courant I_g dans l'impédance du stator est faible devant la tension V_o , c'est le cas du fonctionnement à fréquence et tension nominales ou le glissement est faible [FEI, 1998].

On tenant en compte la réactance magnétisante des condensateurs la puissance réactive consommée par la machine est:

$$Q = V_o^2 \frac{X_c - X_m}{X_c X_m} + X_g \frac{V_o^2 + 2 R_g P_m}{2(R_g^2 + X_g^2)} - X_g \frac{\sqrt{(V_o^2 + 2 R_g P_m)^2 - 4 P_m^2 (R_g^2 + X_g^2)}}{2(R_g^2 + X_g^2)} \quad (4.10)$$

Avec :

$$R_g = R_s + R_R \quad (4.11)$$

$$\text{Et :} \quad X_g = X_s + X_R \quad (4.12)$$

Pour exploiter cette relation dans notre outil d'aide à la décision, nous devons utiliser une relation de type catalogue. Ce catalogue, identique à celui représenté dans le Tableau 4. 1, devra traduire les relations entre les caractéristiques de la génératrice et sa puissance nominale P_{ng} .

Ces relations, qui permettront de faire des choix sur les caractéristiques de la génératrice, ne sont pas intégrées pour le moment dans notre outil. Nous ne disposons pas, actuellement, de données suffisantes pour établir les relations catalogue. Nous utilisons dans la suite de ce travail la courbe obtenue à l'aide de la relation (4.10) pour une génératrice de 600kW, totalement compensée ($X_m = X_c$). Cette courbe est représentée dans la Figure 4. 8, les caractéristiques de cette génératrice son données dans le Tableau 4. 1, elles sont issues d'un catalogue du fabricant de génératrice.

P_{ng} [kW]	R_r [Ω]	R_s [Ω]	X_s [Ω]	X_m [Ω]	X_r [Ω]	V_o [V]
600	0,0039	0,0035	0,170	6,63	0,203	690

Tableau 4. 1 : Caractéristique d'une génératrice de 600kW pour un glissement nominal.

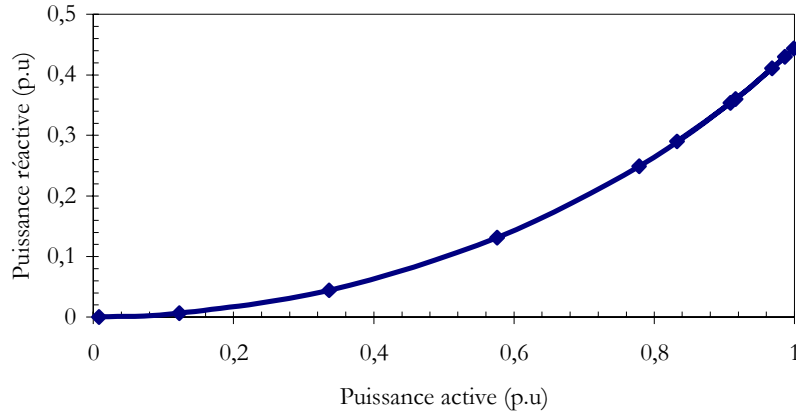


Figure 4. 8: Puissance réactive en fonction de la puissance active pour une génératrice de 600kW.

La variable d'entrée de ce modèle est la puissance mécanique disponible à la sortie du multiplicateur. Le calcul de celle-ci fait appel au modèle composant multiplicateur [relations (3.19) et (3.20) du chapitre 3]. Etant donné que cette puissance est fonction du rendement du multiplicateur et de la puissance du rotor [relation (3.19)], le modèle global fait appel, aussi, aux modèles composants du rotor et du vent. La puissance à la sortie du multiplicateur dépend, donc, de la vitesse du vent et de l'architecture du système éolien.

4 - IV.6 Evaluation de la variation lente de la tension

Les résultats obtenus sont représentés sur la Figure 4. 9 et sur la Figure 4. 10. La Figure 4. 9 montre la variation de la tension en pourcent provoquée par la connexion d'une éolienne de 600kW à cinq types de réseaux caractérisés par le rapport X/R.

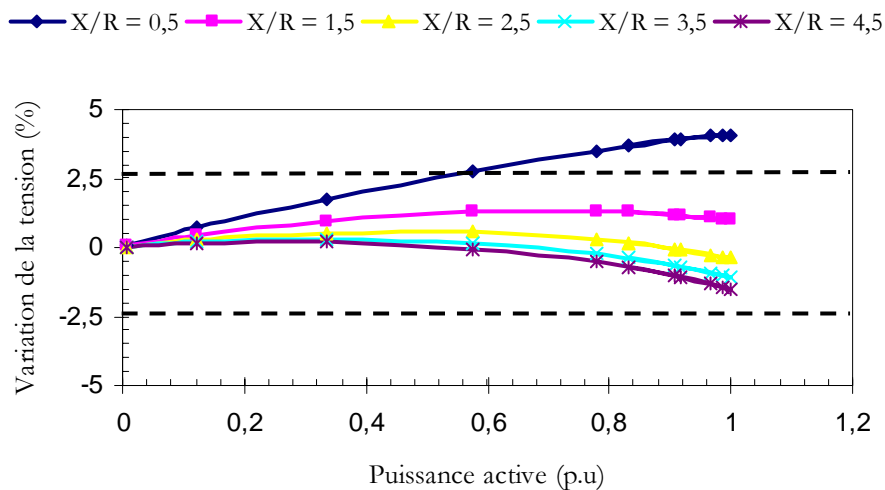


Figure 4. 9: Variation de la tension provoquée par la connexion d'une éolienne de 600kW, en fonction du réseau ($U_1=11\text{kV}$, $S_{sc} = 10\text{MVA}$).

On remarque d'après ce résultat que la variation maximale de la tension est très grande par rapport à la limite acceptable (2.5%) pour le rapport $X/R=0.5$; cependant la variation de la tension provoquée est faible pour les rapports entre 1.5 et 4.5. Dans cette application le taux de pénétration choisi est de 6% ($1/S_{cr} = 16.66$), ce taux n'est pas, donc, convenable pour les sites qui ont un $X/R = 0.5$. Les autres réseaux peuvent encore accueillir de la production éolienne jusqu'à une limite donnée.

La Figure 4. 10 montre la variation du taux maximal de pénétration de l'énergie éolienne en fonction du rapport X/R du réseau électrique. Ce résultat montre que le taux maximal de pénétration de l'énergie éolienne est faible dans les réseaux pour lesquels le rapport X/R est faible. Le taux de pénétration est maximal lorsque le rapport $X/R=1.25$.

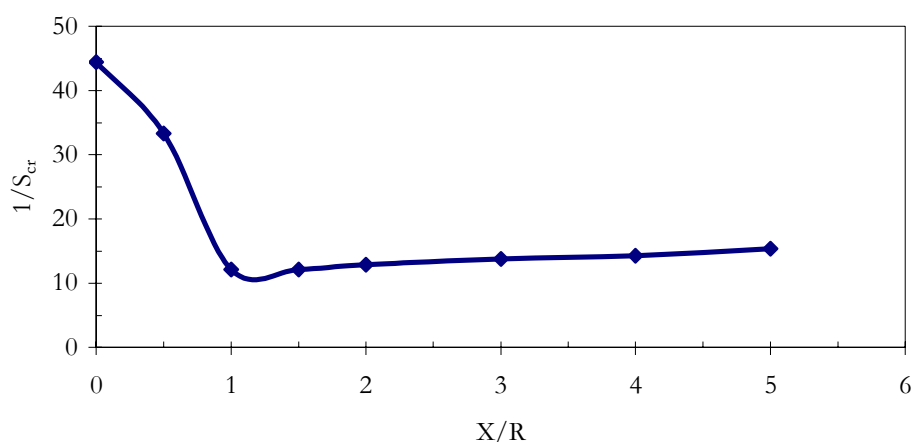


Figure 4. 10: Taux maximal de pénétration de l'énergie éolienne en fonction du réseau

($U_1=11kV$, $S_{sc} =10MVA$).

4 - IV.7 Evaluation de la variation rapide de la tension (flickers)

La raison la plus évidente des variations rapides de puissance observées est l'ombre du mât, la puissance du système diminue chaque fois qu'une pale passe devant la mât, la fréquence de variation est égale à 2 ou 3 fois la fréquence de rotation selon le nombre de pales (2 ou 3). La deuxième raison qui engendre des variations de même fréquence est l'effet de la couche limite terrestre qui provoque un cisaillement du profil du vent. La troisième cause est la turbulence, c.-à-d. les variations stochastiques du vent, qui sont dues aux rafales.

Une rafale peut durer de une à quelques dizaines de secondes et frappe partiellement le plan de l'éolienne. Une rotation du rotor dure typiquement deux secondes (à 25 t/min). Chaque pale rencontrera alors la même rafale plusieurs fois. C'est la raison pour laquelle également la turbulence est la cause des perturbations avec la fréquence de base de 2 ou 3 fois le nombre de pales ($2p$ ou $3p$) [ENG, 2001].

Pratiquement il n'est pas possible de mesurer la contribution d'un paramètre indépendamment des autres, on a recours généralement à des simulations en utilisant une description adéquate du vent vue par

le rotor. Des simulations conduites séparément pour les trois paramètres ont montré que la turbulence est la cause principale des fluctuations de la puissance produite [ENG, 2001].

Dans cette étude, nous supposons que les fluctuations de la puissance de l'éolienne sont dues à l'ombre du mât et que leur amplitude est de 20% de sa puissance nominale [LAR, 2000]. Nous retenons, cependant, que la fréquence des fluctuations est égale à 2 ou 3 fois la fréquence de rotation suivant si le système est bipale ou tripale :

$$F = \frac{pN}{60} \quad (4.13)$$

Avec p le nombre de pales et N la vitesse de rotation du rotor.

Le résultat obtenu est représenté dans la Figure 4. 11.

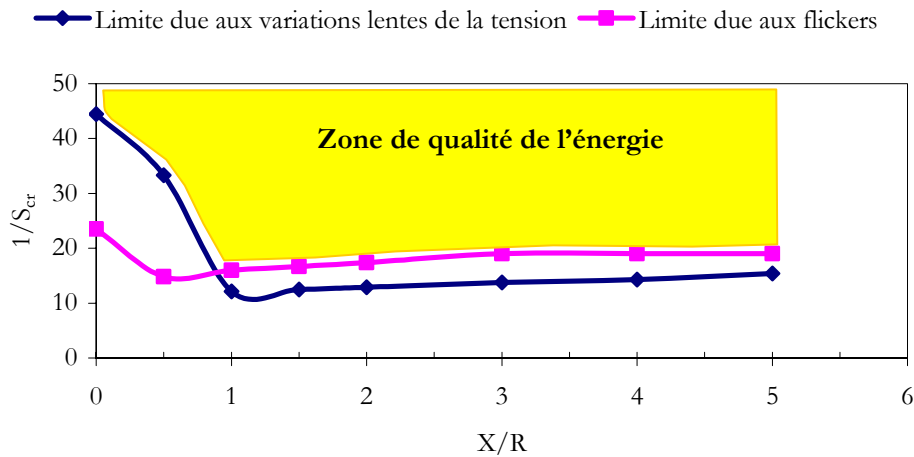


Figure 4. 11: Degré maximal de pénétration de l'énergie éolienne en fonction du réseau

On remarque que :

- Pour les réseaux ayant un rapport X/R faible, ce sont les variations lentes de la tension qui limite le degré de pénétration de l'énergie éolienne.
- Pour les réseaux ayant un rapport X/R grand, c'est le phénomène de flickers qui limite le degré de pénétration de l'énergie éolienne.

Ce résultat s'explique par le fait que, dans le cas des réseaux qui ont un rapport X/R faible, la variation lente de la tension est due essentiellement à la circulation de la puissance active ; contrairement au réseaux dont le rapport X/R est élevé ou la variation lente de la tension est due à la circulation de la puissance réactive [ACK, 1999].

Les travaux présentés dans la suite s'intéressent aux réseaux dont le rapport X/R est grand et où le taux de pénétration est limité par le phénomène de flickers. Nous étudions deux solutions susceptibles d'atténuer ce phénomène à savoir l'intégration d'un système du contrôle de la puissance réactive et

l'intégration d'un système de stockage inertiel. A cette fin, nous développons les modèles de composants et d'interaction mis en jeu.

4 - V EVALUATION DE L'INTERET DU CONTROLE DE LA PUISSANCE REACTIVE

La Figure 4. 12 représente le taux de pénétration maximal pour un système éolien à vitesse variable comparé avec celui déjà obtenu pour un système à vitesse constante (Figure 4. 10). L'objectif, ici, étant de montrer l'intérêt du réglage de la puissance réactive, nous considérons un $\cos\Phi=1$ pour le système à vitesse variable.

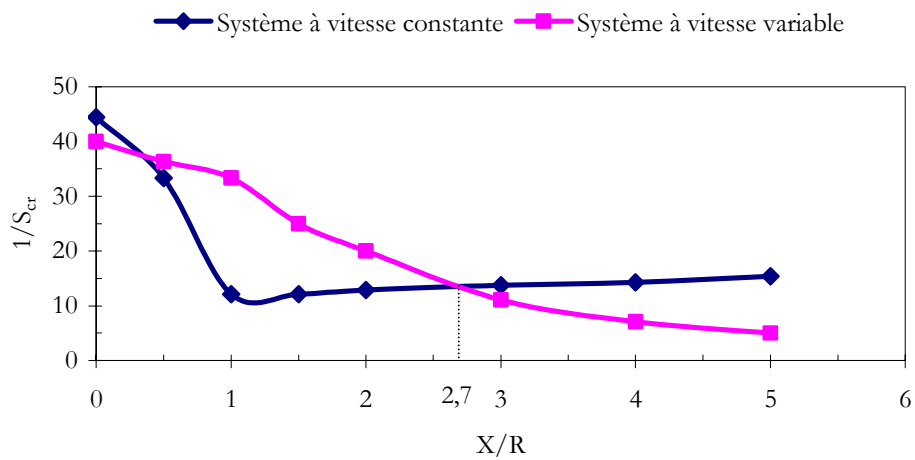


Figure 4. 12: Taux maximal de pénétration de l'énergie éolienne en fonction du réseau :

Comparaison entre un système à vitesse variable et un système à vitesse constante

Nous constatons que le contrôle de la puissance réactive permet d'augmenter le taux de pénétration lorsque le rapport X/R est supérieur à 2,7. Lorsque le redresseur est à commutation forcée il est possible de contrôler le $\cos\Phi$ sur une grande plage [LAR, 2000]. Dans ce cas, pour les rapports X/R inférieurs à 2,7, ce paramètre pourra être contrôlé judicieusement pour avoir un taux de pénétration supérieur ou égal à celui d'un système à vitesse constante.

L'utilisation d'un système à vitesse variable permet, aussi, d'atténuer le phénomène de flickers. Cet effet est représenté dans la Figure 4. 13.

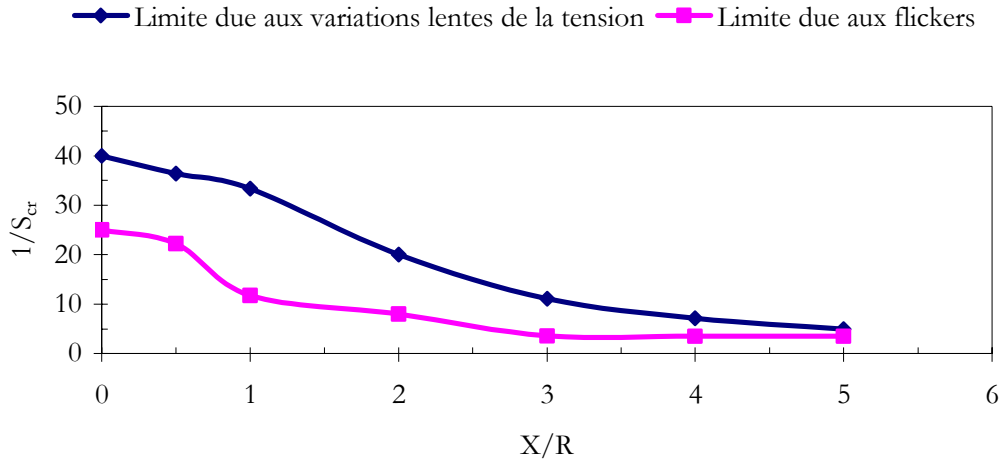


Figure 4.13: Taux maximal de pénétration de l'énergie éolienne en fonction du réseau

Système à vitesse variable ($\cos\Phi=1$)

En effet, contrairement au résultat obtenu pour le système à vitesse constante (voir Figure 4.11), le fait d'avoir un $\cos\Phi=1$ implique que le phénomène de flickers n'est plus un critère de dimensionnement du réseau.

Nous pouvons donc conclure que pour les réseaux dont le rapport X/R est supérieur à 2,7 le maintien d'un $\cos\Phi=1$ permet d'augmenter considérablement le taux de pénétration de l'énergie éolienne. Cependant le $\cos\Phi$ doit être contrôlé judicieusement pour les réseaux dont le rapport X/R est inférieur à 2,7. Le contrôle de la puissance occasionne des pertes supplémentaires dans le transformateur et dans les câbles de liaison au réseau [LAR, 2000]. Ce problème n'est pas traité dans cette thèse.

Pour avoir un ordre de grandeur de l'augmentation du taux de pénétration offert lors de l'utilisation d'un système à vitesse variable, nous considérons un réseau avec $S_{cs}=10$ MVA, $U=11$ kV et $X/R=4$. Pour ce réseau on peut installer un système d'une puissance de 1660 kW contre seulement 500 kW si le système est à vitesse constante avec une augmentation d'environ 75%, du coût de l'unité électrique. Pour ce dernier calcul, nous avons fait appel aux modèles présentés dans le chapitre 3 (voir annexe). L'augmentation du coût de l'unité électrique est calculée par rapport à un système à vitesse constante de même puissance. Elle concerne, essentiellement, le coût du convertisseur électronique.

4 - VI EVALUATION DE L'INTERET DU STOCKAGE INERTIEL

4 - VI.1 Introduction

Les technologies de stockage sont différentes en fonction des applications que l'on souhaite mettre en œuvre. Nous allons donc définir les technologies, puis nous expliquerons les catégories d'application et les caractéristiques d'un système de stockage de l'énergie électrique.

Puis, nous allons comparer les technologies de stockage, il s'agit des systèmes suivant : le stockage inertiel, les piles à combustible, les batteries électrochimiques, les super condensateurs, les batteries oléopneumatiques, les inductances supra conductrices.

En suite, nous définirons les critères essentiels pour la conception d'un système inertiel. Avant de finir par la présentation des modèles utilisés et des résultats obtenus.

4 - VI.1.1 Technologies de stockage

Le stockage inertiel :

Les systèmes modernes de stockage d'énergie par volant d'inertie sont constitués de cylindre creux en composite, couplés à des moteurs générateurs, avec des paliers magnétiques, le tout installé dans des enceintes sous vide afin de réduire les frottements. Cette forme de stockage sera illustrée dans la suite de ce travail.



Figure 4. 14 : Système de stockage inertiel proposé par Beacon Power

Le stockage par pile à combustible :

La pile à combustible, fonctionnant avec l'hydrogène comme carburant, repose sur le principe de production de l'électricité par conversion directe de l'énergie chimique du combustible. Celle-ci ayant la particularité d'utiliser deux gaz : l'hydrogène H_2 et l'oxygène O_2 comme couple électrochimique, les réactions d'oxydoréduction qui s'opèrent dans la pile sont donc particulièrement simples. La réaction se produit au sein d'une structure essentiellement composée de deux électrodes (anode et cathode) séparées par un électrolyte, matériau permettant le passage des ions. Les électrodes mettent en jeu des catalyseurs pour activer, d'un côté, la réaction d'oxydation de l'hydrogène et de l'autre côté, la réaction de réduction de l'oxygène.

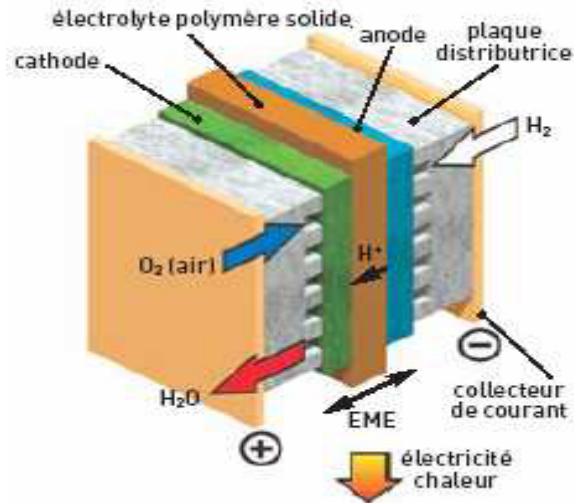


Figure 4. 15 : Principe de la pile à combustible [COU, 2005].

Le stockage dans les batteries électrochimiques :

Les batteries sont des systèmes électrochimiques servant à stocker de l'énergie. Ceux-ci la restituent sous forme d'énergie électrique, l'énergie générée par des réactions électrochimiques. Ces réactions sont activées au sein d'une cellule élémentaire entre deux électrodes baignant dans un électrolyte lorsqu'une charge, un moteur électrique par exemple est branché à ses bornes. Néanmoins les batteries posent des problèmes au niveau de leur cyclabilité, faible en utilisation intense et de plus leur recyclabilité reste compliquée.

Le stockage dans les super condensateurs :

Ces éléments possèdent des caractéristiques à la fois de condensateurs et de batteries électrochimiques. Ils sont constitués de deux électrodes chargées de signes opposés, d'un électrolyte pour séparer les électrodes ainsi que d'un collecteur de courant. La conséquence directe est que la tension maximale d'utilisation se limite à quelques volts par unité, une mise en série de nombreux éléments est nécessaire pour atteindre les tensions habituelles dans les applications de puissance. La charge est en partie stockée par des ions tout comme une batterie. Les recherches sur ces ultra-capacités ont notamment été menées dans l'optique d'une utilisation embarquée dans un véhicule électrique.

Le stockage dans les batteries oléopneumatiques :

Les batteries oléopneumatiques [CYP, 2002] (en cours de développement en ces premières années du 21^{ème} siècle) permettent de stocker l'énergie grâce à l'usage de liquide et de gaz sous pression. Le système est composé d'un réservoir et d'une turbine à gaz couplée à un compresseur pouvant être déconnecté et faisant partie d'un système moteur générateur.

Par leur durée de vie, leur facilité de fabrication et leur recyclage en fin de vie, elles promettent des possibilités uniques en matière de stockage d'énergie, en particulier pour assurer le tampon pour les énergies produites de façon non continues (solaire, éolien) ou au contraire de façon continu mais peu modulable (nucléaire).

Au delà de ces applications d'aide à l'adéquation production/consommation de l'électricité distribuée en réseau, les batteries oléopneumatiques pourront assurer le stockage d'énergie pour les unités de production d'énergie décentralisées.

Le stockage par inductances supra conductrices:

Ces systèmes stockent de l'énergie dans le champ magnétique créé par un courant continu parcourant une bobine faite de matériaux supra conducteurs. Afin de maintenir le conducteur dans son état supra conducteur, il convient de l'immerger dans un bain d'azote liquide ou d'hélium liquide dont la température est maintenue par un cryostat.

Comme les volants d'inertie, ces systèmes ont la faculté de pouvoir décharger la totalité de l'énergie emmagasinée, à l'inverse des batteries. Ils sont très utiles dans les applications qui nécessitent de fonctionner continuellement avec une charge et une décharge totales et un très grand nombre de cycles. Ils sont aujourd'hui commercialisés dans des gammes de puissance de 1 à 100 MW.

4 - VI.1.2 Caractérisation d'un système de stockage

Energie spécifique : c'est la quantité d'énergie par unité de masse disponible lorsque le système est complètement chargé.

Constante de temps : c'est le temps de décharge du système.

Durée de vie : elle est liée à l'usure du dispositif ainsi qu'au nombre de cycle journalier. Dans un but de rentabilité, le coût de maintenance et d'exploitation doit être aussi faible que possible tout en garantissant la longévité du système.

Rendement électrique : ce paramètre impose à la chaîne de transfert de puissance d'être optimisée pour minimiser les pertes lors du passage de l'énergie ainsi que les pertes liées à l'autodécharge. Cet aspect est beaucoup plus important dans du lissage de consommation journalière que dans une utilisation couplée avec des moyens de production d'énergie renouvelable.

Prix de vente : c'est l'argument principal qui va conditionner la pénétration sur le marché des dispositifs de stockage. Le prix de vente représente le coût du système additionné à la marge réalisée sur le produit.

Aspect écologique : le caractère écologique du produit (matériaux recyclables) est un argument de vente très fort. La dimension psychologique n'est pas un facteur à négliger dans ce type de produit à vocation écologique.

4 - VI.1.3 Catégories d'applications

Dans la référence [INV, 2003], une catégorisation des technologies de stockage a été proposée afin de répondre aux problèmes liés aux différentes applications:

Catégorie 1	Application de faible puissance, en sites isolés, essentiellement pour des alimentations de capteurs ou de bornes d'urgence
Catégorie 2	Application de moyenne puissance en site isolé (centrales de village ou système d'électrification individuel)
Catégorie 3	Application pour la connexion au réseau avec lissage de pointes
Catégorie 4	Application pour la qualité de l'énergie électrique.

4 - VI.1.4 Comparaison et applications

Le Tableau 4. 2 donne les caractéristiques des technologies comparées.

Dans la catégorie 1 des applications stationnaires de faible puissance, le point essentiel est une autodécharge la plus petite possible, les batteries électrochimiques sont alors les meilleurs candidats.

Dans la catégorie 2 des petits systèmes en site isolé et faisant appel aux énergies renouvelables intermittentes, le critère essentiel est l'autonomie : la batterie reste le meilleur compromis coût/performance. Les solutions alternatives telles que l'air comprimé et la pile à combustible sont soit moins performantes, soit d'un coût trop élevé.

Dans la catégorie 3 pour le lissage de pointe faisant appel à un stockage d'énergie élevé, l'air comprimé et les batteries de type redox sont les plus appropriés mais ces technologies restent à démontrer sur le terrain.

Dans la catégorie 4 pour la qualité de puissance, les critères essentiels sont la capacité de restitution de l'énergie et le cyclage. Les systèmes inertiels et les super condensateurs sont les plus adaptés.

Technologie	Inductance Supra Conductrice	Super Condensat eur	Batterie électro- chimique	Système inertiel	Batterie oléopneu- matique	Pile à combustible
Forme d'énergie	magnétique	Electro- statique	chimique	mécanique	Air comprimé	carburant
Catégorie d'application	3 et 4	4	1, 2 et 3	4	3 et 4	1 et 2
Energie spécifique (accumulateur seul)	1 à 5 Wh/kg	10 à 60 Wh/kg	20 à 120 Wh/kg	1 à 5 Wh/kg	8Wh/kg (200 bar)	300 à 600 Wh/kg (200 bar)
Constante de temps	qq s à 1min	qq s à qq min	qq heures	qq min	1h à qq jours peu d'autodécharge	1h à qq jours peu d'autodécharge
Durée de vie (nb de cycle total)	qq 10 000 à 100 000 fatigue mécanique	qq 10 000 à 100 000	qq 100 à 1000 dégradations chimiques	qq 10 000 à 100 000 fatigue mécanique	qq 1 000 à 10 000 fatigue mécanique	?
Rendement électrique	>0.9	0.8 à >0.9 selon régime	0.7 à 0.8 selon technologie et régime	0.8 à >0.9 selon régime	0.3 à 0.5	0.3 à 0.5
Coût en €/kWh	300 à 1M selon l'énergie	50 000 à 150000	50 à 1000 selon technologie	150 à 2000 selon technologie	?	500 à 1500
Remarques	Cryogénie	Grande cyclabilité	Technologies matures	Coût global compétitif sur la durée de vie	Rendement faible	Intéressant si réseau d'hydrogène

Tableau 4. 2 : Caractéristiques des technologies de stockage [BEU, 2003] et [MUL, 1996].

4 - VI.2 Principe de fonctionnement du couplage entre un système inertiel, un système éolien et un réseau de distribution

L'utilisation d'un système de stockage inertiel permet d'atténuer le phénomène de flickers en stockant de l'énergie lorsque la vitesse du vent augmente et en la restituant au réseau lors d'une diminution de la vitesse du vent. La Figure 4. 16 montre le principe d'intégration d'un système de stockage inertiel.

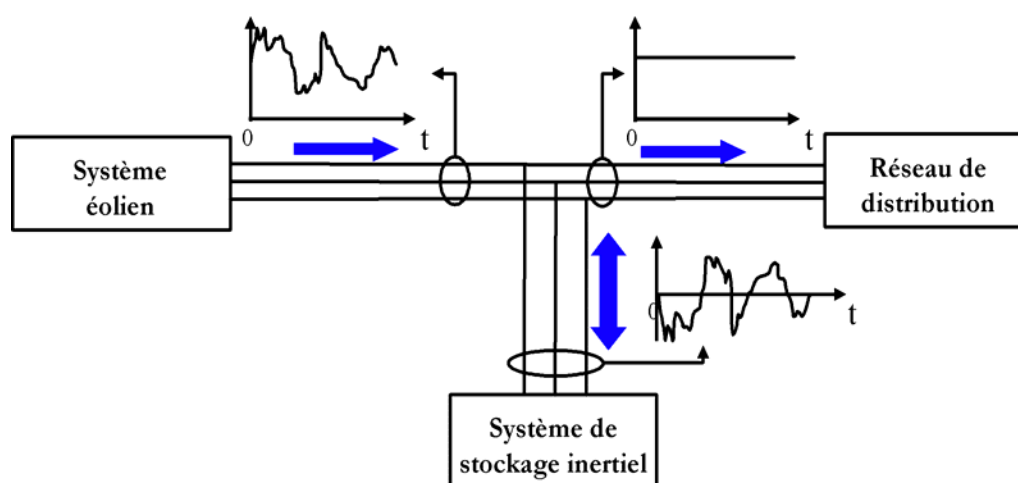


Figure 4. 16: Principe d'atténuation des flickers en utilisant un système de stockage inertiel [LEC, 2004]

Le système de stockage inertiel est souvent présenté comme une solution pour ce genre de problème car sa constante du temps est faible et donc que le système à un meilleur rendement pour les sollicitations rapides. Le rendement de ces systèmes peut atteindre 92% [KER, 2002].

Pour mesurer l'influence de l'utilisation d'un tel système sur le coût total du projet, il faut développer un modèle du coût. Nous commençons tout d'abord par une description et une classification des systèmes de stockage inertiel, ensuite nous présentons les modèles utilisés et les résultats obtenus.

4 - VI.3 Analyse du système de stockage inertiel

Le système de stockage inertiel se base sur le principe de la transformation réversible de l'énergie cinétique en énergie électrique. Il se compose d'un volant qui repose sur des paliers et qui est associé à un moteur/générateur. L'ensemble est logé dans une enceinte sous vide pour améliorer le rendement du système. Le moteur/générateur est lié au point commun de connexion à l'aide d'un convertisseur commandé par une unité de contrôle.

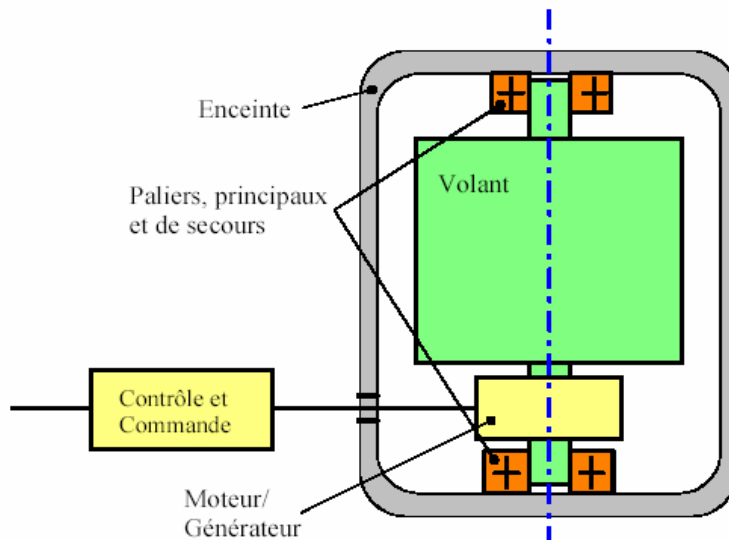


Figure 4. 17: Structure du système de stockage inertiel [MUL, 2002]

Les systèmes de stockage inertiel peuvent être classés en deux catégories : les systèmes de stockage inertiel lents qui sont disponibles dans le commerce, et les systèmes de stockage inertiel rapides qui apparaissent sur le marché [SAN, 2001]. Les premiers utilisent des volants en acier et des roulements conventionnels. L'énergie spécifique du volant est de l'ordre de 5 Wh/kg, lorsque il tourne à 6000 tr/min. La deuxième catégorie utilise un matériau composite plus résistant et moins massif que l'acier et des paliers magnétiques pour améliorer le rendement. Avec ces systèmes, on peut atteindre une énergie spécifique de l'ordre de 100Wh/kg à des vitesses dix fois plus grandes. Du point de vue économique la deuxième catégorie est la plus chère, son coût dépend fortement de celui du volant. Le coût du volant est déterminé à la fois par le coût du matériau composite et les coûts liés au processus et au temps de fabrication [INV, 2003].

De point de vue fonctionnel un système de stockage inertiel peut être décrit par l'organigramme technique suivant :

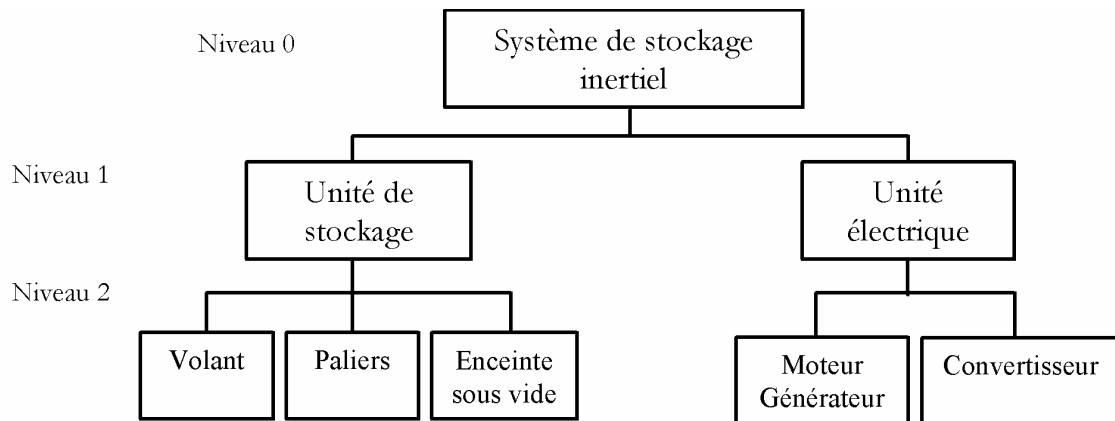


Figure 4. 18: Organigramme technique du système de stockage

Les fonctions machine de chaque composant sont données dans le

Tableau 4. 3.

Volant : élément principal de l'accumulation. Il existe différentes géométries et il peut être réalisé en matériau métalliques ou en composite.

Paliers : ils maintiennent la position du rotor par rapport à l'enceinte et sont constitués de butées et paliers à élément tournant, ou de systèmes magnétiques sans contact.

Enceinte sous vide ou de confinement : elle participe au maintien du rotor et peut assurer une atmosphère sous vide. De plus, elle doit être conçu pour sécuriser l'environnement extérieur.

Moteur générateur. c'est un moteur générateur réversible relié au volant d'inertie.

Convertisseur. interface entre le moteur générateur et le réseau extérieur afin de réguler la puissance électrique réversible.

<i>Composants</i>	<i>Fonction Machine</i>
Volant	Stocker l'énergie
Paliers	Guider le volant
Enceinte sous vide	Protéger le système
Moteur générateur	Entraîner le volant Générer de l'énergie électrique
Convertisseur	Adapter l'énergie électrique

Tableau 4. 3 : Fonction machine du système de stockage inertiel

L'organigramme technique de la Figure 4. 18, montre que l'on peut se placer dans deux niveaux différents (niveau 1 ou 2) lorsque l'on cherche à développer un modèle composant du système de stockage inertiel. Le premier niveau concerne le point de vue utilisateur (maître d'ouvrage) et le deuxième concerne celui du fabricant du système. Dans cette thèse, nous nous plaçons au niveau 1.

4 - VI.4 Modèle du coût du système de stockage inertiel

La forme, la masse et de la vitesse maximale du volant déterminent l'énergie totale qui peut être stockée dans l'unité de stockage.

$$E_{S \max} = \frac{1}{2} J \Omega_{\max}^2 \quad (4.14)$$

La puissance maximale de fonctionnement dépend de celle de l'unité électrique (moteur générateur et du convertisseur électronique). Le volant est donc dimensionné en énergie ; tandis que le moteur générateur et le convertisseur sont dimensionnés en puissance [KER, 2002].

Le coût de l'unité de stockage (volant, palier, enceinte sous vide) est proportionnel à la quantité d'énergie maximale (c_{se}) qui peut être stockée. Nous avons tenté d'affiner la précision du coût spécifique mais nous avons manqué d'éléments liés à la fabrication de tels systèmes. Celui de l'unité électrique (moteur générateur, convertisseur) est proportionnel à la puissance maximale de fonctionnement (c_{sp}). Le coût de l'unité de contrôle et des accessoires est proportionnel à la quantité d'énergie maximale (c_{bp}). Le coût total du système de stockage inertiel est calculé en utilisant des coûts spécifiques [SAN, 2001] :

$$C\dot{o}u\dot{t}_{Tst} = c_{sp} \times P_{S \max} + c_{se} \times E_{S \max} + c_{bp} \times E_{S \max} \quad (4.15)$$

Les coûts spécifiques correspondant à chaque technologie sont donnés dans le Tableau 4. 4.

Technologie	c_{sp} (Euro/kW)	c_{se} (Euro/kWh)	c_{bp} (Euro/kWh)
Systèmes à base de composites	350	25000	1000
Systèmes à base d'aciers	280	300	80

Tableau 4. 4 : Coûts spécifiques des systèmes de stockage inertiels [SAN, 2001]

Les systèmes de stockage ont une durée de vie comparable à celle du système éolien. Pour observer l'influence de son intégration sur le coût total du kWh produit, il suffit d'ajouter le coût du système de stockage au coût de l'éolienne dans le modèle du chapitre 3. Le coût de sa maintenance est, donc, introduit implicitement.

Pour la détermination de l'énergie maximale du système de stockage et sa puissance maximale de fonctionnement, il est nécessaire d'avoir des informations relatives à la forme, au nombre et à la fréquence d'apparition des fluctuations du vent pendant une période d'observation convenable.

4 - VI.5 Modèles composants du vent (milieu extérieur)

Pour les courtes durées, plusieurs auteurs sont d'accord sur le fait que la vitesse mesurée suit une loi de distribution normale. Avec une densité de probabilité définie par la vitesse moyenne et l'écart type observé, celui-ci est défini par :

$$\sigma = \left(\frac{1}{T_a} \int_0^{T_o} [V - V_m]^2 dt \right)^2 \quad (4.16)$$

Le vent vitesse est caractérisé par l'intensité de la turbulence:

$$I_v = \frac{\sigma}{V_m} \quad (4.17)$$

V_m est la vitesse moyenne pendant la durée d'observation T_o ,

Pour chaque vitesse moyenne donnée, les paramètres précédents peuvent être calculés à partir de la vitesse mesurée sur le site. Une méthode simple consiste à calculer la fréquence d'apparition de chaque vitesse en utilisant un incrément adéquat.

En supposant que le vent suit une loi de distribution normale, la quantité d'énergie qui doit être stockée dans le système peut être calculée en utilisant les séries temporelles correspondante à chaque vitesse moyenne et les modèles du chapitre précédent. Cette méthode nécessite plusieurs données sur le vent et beaucoup de temps pour sa mise en œuvre. Elle ne sera pas utilisée dans cette étude.

La Figure 4. 20 et la Figure 4. 21 représentent l'allure de la variation du vent, moyennée sur différentes périodes, reproduite à partir la série temporelle de la vitesse du vent sur un intervalle de 10 min. Cette série temporelle, représentée dans la Figure 4. 19 peut être générée en utilisant le spectre énergétique de la vitesse du vent [NAK, 2003].

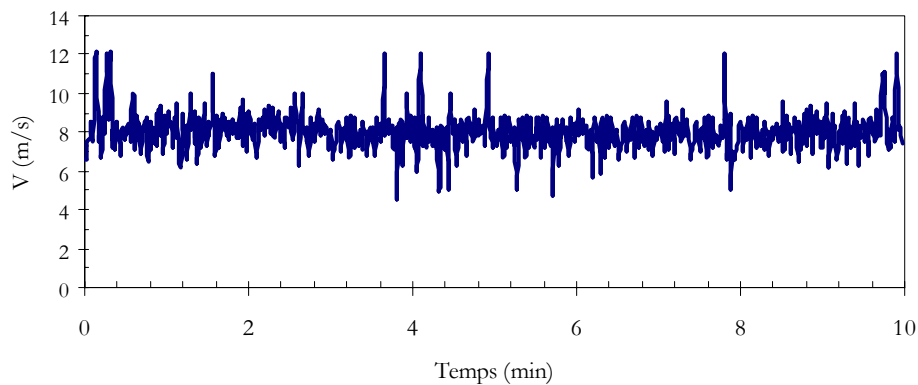


Figure 4. 19: Série temporelle du vent ($V_m = 8$ et $I_v = 0.12$).

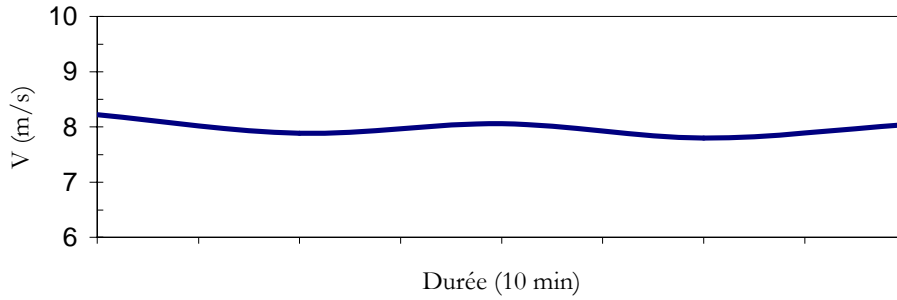


Figure 4. 20: Variation du vent, moyennée sur des périodes inférieures à 3 min.

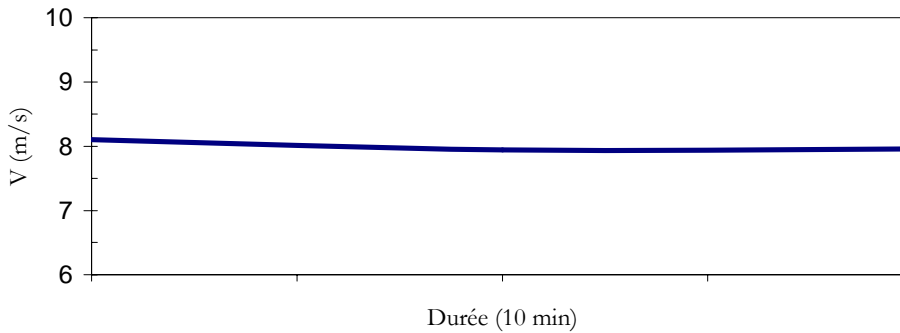


Figure 4. 21: Variation du vent, moyennée sur des périodes supérieures ou égales à 3 min.

La Figure 4. 21 montre que les fluctuations du vent sont généralement observées pour des périodes inférieures ou égales à 3 min. L'observation du vent doit se faire sur un intervalle de $T_a=3\text{mn}$ lorsque on veut dimensionner un système de stockage inertiel pour atténuer le phénomène de flickers [NAK, 2003]. Barton et al. donnent aussi la même période [BAR, 2004].

Un système de stockage inertiel est bien dimensionné si, pour un instant quelconque, l'état de charge du système de stockage est capable d'atténuer un éventuel manque ou une augmentation de la production pendant l'instant suivant.

Pour s'assurer que l'état de charge est convenable quel que soit l'instant où l'on observe le système, la vitesse mesurée est transformée en une vitesse déterministe, dite standardisée, en changeant l'ordre temporel des vitesses de façon à maximiser la variation de l'énergie disponible dans le vent [NAK, 2003]. Un exemple de cette transformation est donné sur la Figure 4. 22.

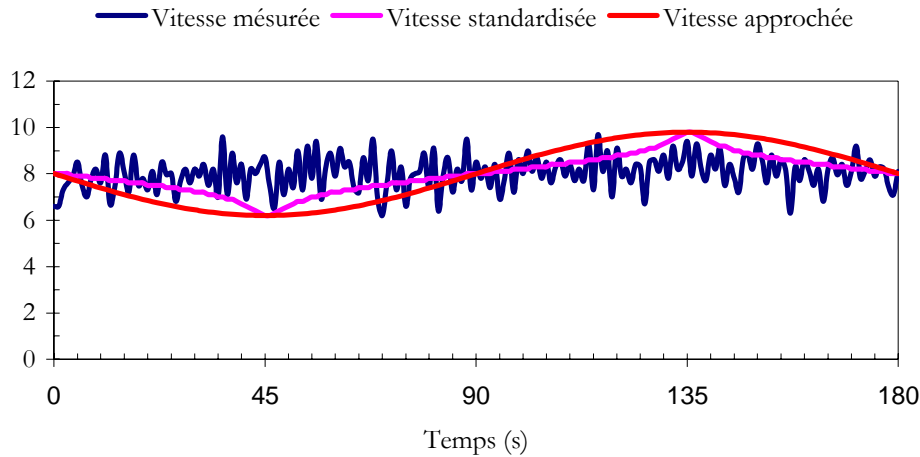


Figure 4. 22: La vitesse mesurée, la vitesse standardisée et la vitesse approchée ($V_m = 8$, $I_v = 0.1$).

Pour le calcul de la variation maximale de l'énergie disponible dans le vent et son intégration dans l'outil d'aide à la décision, il est nécessaire de trouver une expression mathématique de la vitesse standardisée compatible avec l'outil de résolution et capable de traduire l'influence des caractéristiques notamment l'intensité de la turbulence.

Le travail consiste à approcher la vitesse standardisée avec une fonction périodique dont l'allure est représentée sur la Figure 4. 22. L'amplitude de celle-ci doit être égale à la vitesse maximale mesurée. La vitesse standardisée est une fonction périodique qui dépend de l'écart type, de l'amplitude et de la vitesse moyenne pendant la période d'observation T_a :

$$V_s = f(t, \text{amplitude}, \sigma, V_m, T_a) \quad (4.18)$$

Dans la réalité, ces trois paramètres varient aléatoirement et dépendent de la vitesse moyenne et de la hauteur, ce qui complique la traduction du phénomène. Cette même difficulté est rencontrée par de nombreux chercheurs qui s'intéressent aux phénomènes de fatigue aléatoire des systèmes éoliens.

L'utilisation d'une fonction trigonométrique comme celle donnée ci-dessous permet d'avoir une expression compatible avec notre outil de résolution mais qui ne représente pas la réalité :

$$V_s = V_m - 0.5 \times \Delta V \times \sin\left(\frac{2\pi t}{\tau}\right) \quad (4.19)$$

En effet, ce modèle surestime la variation de l'énergie disponible dans le vent et surdimensionne ainsi le système du stockage (voir la Figure 4. 22). De surcroît, il n'introduit pas la principale caractéristique du vent qui est l'intensité de la turbulence

Un modèle similaire est utilisé pour l'analyse du phénomène de fatigue des pales. Ce modèle empirique se base sur des données du vent mesurées pendant 17 ans dans le site de Cap Kennedy aux USA. Il utilise deux coefficients empiriques : le premier F_g dépend de la vitesse moyenne, de la durée et de la hauteur, le second F_s dépend de la vitesse moyenne, de la hauteur et de l'intensité de la turbulence. Les

coefficients F_g et F_s sont calculés à partir de deux tableaux donnés par les auteurs [SPE, 1998]. Dans ce modèle, l'amplitude de la vitesse standardisée est donnée par :

$$\Delta V = (F_g F_s - 1) \times V_m \quad (4.20)$$

Pour une hauteur de 40m et pour une intensité de turbulence de l'ordre de 1 par exemple, le coefficient F_g varie dans l'intervalle [1.038, 1.129] en fonction de la vitesse moyenne, il atteint sa valeur maximale lorsque la vitesse est de l'ordre de 5m/s. Le coefficient F_s varie dans l'intervalle [1.07, 1.45] et atteint sa valeur maximale lorsque la vitesse est de l'ordre de 10 m/s.

Pour notre analyse, nous prenons les valeurs maximales de ces coefficients ceci nous amène à caractériser trois types de sites comme indiqué sur le Tableau 4. 5 pour une hauteur de 40 m.

Site de type 1	Fs=1,3 et Fg=1,13	Site dont l'intensité de turbulence est faible ($\sigma =1$)
Site de type 2	Fs=1,45 et Fg=1,13	Site dont l'intensité de turbulence est moyenne ($\sigma =2$)
Site de type 3	Fs=1,64 et Fg=1,13	Site dont l'intensité de turbulence est élevée ($\sigma =3$)

Tableau 4. 6: Caractérisation des trois types de sites étudiés

Dans ce cas, la variation maximale de l'énergie disponible dans le vent est:

$$\Delta E_v = \int_0^{T_d} \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot V_s^3 dt \quad (4.21)$$

4 - VI.6 Modèles d'interactions

L'énergie utile qui doit être fournie par le système de stockage inertiel est :

$$E_{S \max} = \frac{1}{\eta_{ss}} \int_0^{T_d} \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot C_{E,V_s} V_s^3 dt \quad (4.22)$$

η_{ss} : est le rendement total du système du stockage

La puissance maximale du système de stockage est :

$$P_{S \max} = \frac{1}{2\eta_{ss}} \rho A [C_{E,V_{\max}} V_{\max}^3 - C_{E,V_m} V_m^3] \quad (4.23)$$

V_{\max} est la vitesse maximale pendant la demi période.

4 - VI.7 Résultats et discussion

Pour illustrer les résultats obtenus par le modèle précédent, nous utilisons une éolienne fonctionnant à vitesse constante, dont les variables de conception sont données dans le Tableau 4. 7.

P_n (kW)	H_{hub} (m)	D (m)	N (tr/min)	V_{des} (m/s)	p
800	40	42	28	8	3

Tableau 4. 7: Variables de conception de l'éolienne étudié

Les résultats obtenus par le modèle utilisé sont représentés sur la Figure 4. 23 et la Figure 4. 24. La première figure montre la variation de l'énergie maximale qui doit être restituée au point de connexion par le système de stockage inertielle en fonction de la vitesse moyenne du vent. La deuxième figure montre la variation de la puissance maximale de fonctionnement du système de stockage inertielle en fonction de la vitesse moyenne du vent.

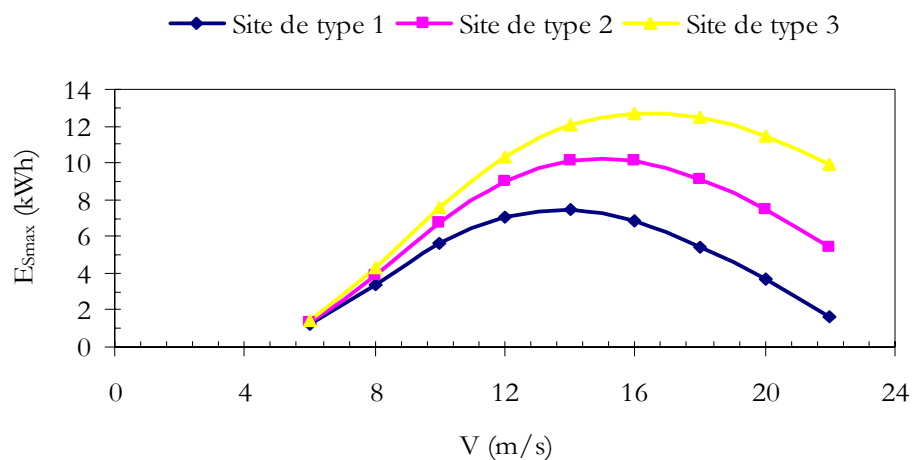


Figure 4. 23: Energie maximale qui doit être restituée par le système de stockage

On remarque que l'énergie restituée dépend fortement de la vitesse moyenne du vent. Elle atteint son maximum pour des vitesses de vent légèrement inférieures à la vitesse nominale de l'éolienne pour tous les types de site. Sa valeur maximale est plus grande pour les sites dont l'intensité de turbulence est élevée.

Pour l'éolienne précédente, les systèmes de stockage adaptés ont une énergie maximale qui peut varier de 7,44 à 12,7 kWh en fonction du type de site. Ce qui correspond à une quantité d'énergie entre 9,3 et 16 Wh par kW installé.

La puissance maximale de fonctionnement est également atteinte pour des vitesses inférieures ou égales à la vitesse nominale de l'éolienne, elle dépend fortement du type du site. Elle varie entre 488 et 770 kW ce qui correspond à une puissance maximale variable entre 0,61 et 0,96 kW par kW installé.

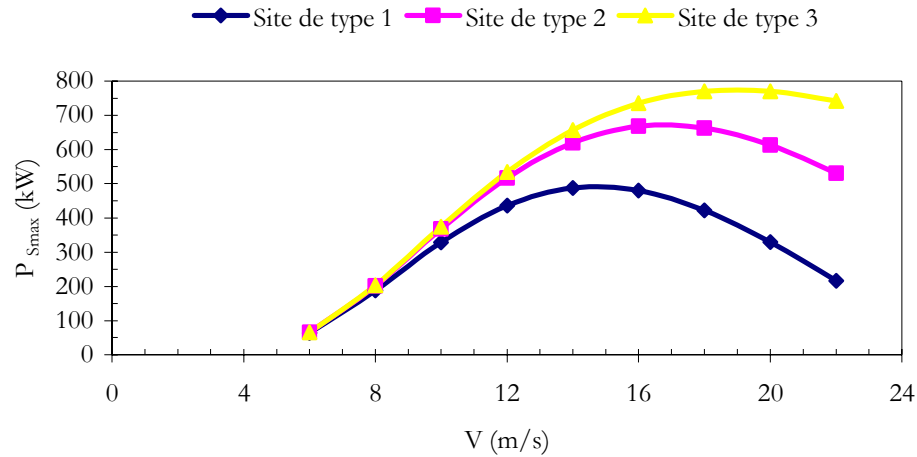


Figure 4. 24: La puissance maximale du fonctionnement du système de stockage

En terme du coût, l'intégration du système de stockage inertiel à base d'acier engendre une augmentation du coût de l'unité électrique variable entre 195 % (type de site 1) et 309% (type de site 3) en fonction du type de site. L'augmentation du coût de l'unité électrique est calculée par rapport à un système à vitesse constante.

La comparaison des deux solutions du point de vue coût montre que l'intégration d'un système de stockage inertiel est plus coûteuse que l'intégration d'un système de contrôle de la puissance.

4 - VII CONCLUSIONS

Dans ce chapitre, nous avons mis l'accent sur les facteurs qui limitent le degré de pénétration des systèmes éolien dans une région donnée vis-à-vis de la qualité de l'énergie produite. Nous avons montré que le degré maximal de pénétration dépend à la fois du système éolien, du réseau au point de connexion, et du site d'implantation.

Un modèle qui permet de prédire le taux maximal de pénétration de l'énergie éolienne dans un réseau faible est développé. Dans ce modèle, le réseau est défini par sa tension (U_1), sa puissance de court circuit (S_{sc}), sa résistance (R) et son inductance (X) équivalentes au point de connexion. Le modèle global est constitué des modèles composants du réseau et de l'unité électrique ainsi que les modèles d'interactions de celle-ci avec le multiplicateur et avec le réseau. L'unité électrique est définie à l'aide des données de type catalogue. Le paramètre de décision est le taux de pénétration défini par le rapport de la puissance nominale du système éolien sur la puissance de court circuit au point de connexion. Il est calculé pour que la variation de la tension provoquée par le système éolien soit inférieure à celle donnée par la norme ICE 868.

Nous avons montré, au travers cette étude, que le degré de pénétration est limité par la variation lente de la tension lorsque le rapport X/R est petit, cependant qu'il est limité par le phénomène de Flickers lorsque le rapport est grand.

Nous avons étudié, ensuite, deux solutions susceptibles d'atténuer le phénomène de flickers à savoir l'intégration d'un système de contrôle de la puissance réactive et l'intégration d'un système de stockage inertiel.

Du point de vue technique les deux solutions permettent une plus grande flexibilité pour le décideur lors du choix de son équipement vis-à-vis des réseaux faible. Malgré que la solution du stockage inertiel offre aussi l'avantage lié au service système [LEC, 2004]. Les modèles utilisés dans cette étude montrent que leur utilisation est plus coûteuse par rapport l'intégration d'un système de contrôle de la puissance réactif. Il serait intéressant, cependant de qualifier et d'affiner l'ensemble des modèles du coût utilisés dans cette étude en construisant une base de donnée actualisée qui représente la réalité du marché.

CHAPITRE 5

AIDE À LA DECISION POUR LE CHOIX D'UN PROJET EOLIEN

5 - I GENESE DU PROBLEME

5 - I.1 Vision globale : adéquation site, système éolien, réseau

Nous possédons maintenant une base de connaissances qui intègre les points de vue du fabricant et du distributeur. Elle assure la satisfaction des contraintes liées aux milieux extérieurs (vent et réseau).

Ce chapitre présente les modèles économiques que l'on va ajouter à la base de connaissances issue des chapitres □ et □.

On peut maintenant aborder de manière satisfaisante l'aspect économique et fournir aux décideurs des éléments fiables assurant la rentabilité du projet. On peut comparer différents projets éoliens, un projet éolien s'entend ici comme l'adéquation entre un site, un ou des systèmes éoliens et le réseau de proximité.

5 - I.2 Eléments attendus pour l'aide à la décision

Les informations, nécessaires à la prise de décision, produites par ce chapitre sont celles qui vont qualifier la rentabilité du projet. Ces variables de décision sont : le coût du kWh produit, la quantité de l'énergie produite, le coût total actualisé du projet.

Elles sont associées, de manière intrinsèque à cause de notre logique, à la satisfaction des contraintes de liaison au réseau et à la certitude d'un bon fonctionnement avéré des systèmes éoliens sélectionnés en fonction du site associé.

5 - II MODELES ECONOMIQUES

Du point de vue maître d'ouvrage (investisseur), les critères de qualification d'un projet éolien sont :

- C_{TA} : coût total actualisé du projet,
- E_{PA} : quantité d'énergie produite par an.

Ces deux critères permettent de calculer le coût du kWh produit par le projet :

$$C_{kWh} = \frac{C_{TA}}{E_{PA}} \quad (5.1)$$

En ayant une estimation de ces critères, le maître d'ouvrage est capable de juger la rentabilité de son projet. Ceci suppose qu'il dispose des données sur le prix d'achat de l'électricité par le distributeur. En effet, le profit (Gain) qui peut être réalisé par an est :

$$G = E_{PA} (P_{achat} - C_{kWh}) \quad (5.2)$$

Et l'efficacité de l'investissement est :

$$E_{INV} = \frac{G}{C_{TA}} \quad (5.3)$$

Le distributeur choisira entre les projets qui ont un prix d'achat du kWh inférieur à un coût de référence. Ce coût de référence est l'ensemble des dépenses supporté par le distributeur pour transporter le kWh produit par les unités de productions conventionnelles, qui sont encore aujourd'hui dans la majorité des cas centralisées, jusqu'au point commun de connexion. Le distributeur s'intéressera au projet si il voit qu'il y a une possibilité de réduction du coût de l'énergie grâce au déplacement de la production.

Le distributeur doit, normalement, analyser aussi les autres avantages qui peuvent être offerts par le projet:

- augmentation de la capacité du réseau,
- contribution à la résolution des contraintes réseau,
- participation aux services système si le système éolien possède cette fonction,
- le report des investissements pour le renforcement du réseau.

Dans l'ensemble des applications, nous avons supposé que le prix d'achat est égal au coût de référence. Cette analyse nous amène à intégrer la contrainte ci-dessous dans notre outil d'aide à la décision, pour retrouver l'ensemble des solutions acceptables :

$$C_{kWh} = \frac{C_{TA}}{E_{PA}} < C_{ref} = P_{achat} \quad (5. \square)$$

Les critères retenus pour nos analyses dans la suite, sont : le coût du kWh, le coût total actualisé du projet et la quantité d'énergie produite par an.

5 - II.1 Modèles d'estimation du coût total actualisé du projet

Le coût total actualisé est calculé par la relation :

$$C_{TA} = aC_{IT} + C_{AM} \quad (5. 5)$$

Avec :

- C_{IT} : coût d'investissement total
- a : facteur d'actualisation défini par :

$$a = \frac{r}{1 - (1 + r)^{-n}} \quad (5. 6)$$

Où r : taux d'actualisation

n : durée de vie économique du projet (généralement 19 ans)

- C_{AM} : coût annuel de maintenance.

Le coût lié à la maintenance C_{AM} est pris égale à 2.5% du coût d'investissement total [DIV, 2000] [COL, 1996].

5 - II.2 Modèles d'estimation du coût investissement total du projet

Pour calculer le coût d'investissement total, nous faisons appel à l'analyse organisationnelle. Les coûts liés à l'investissement total sont répartis tout au long des phase du projet éolien avant la phase

d'exploitation. La Figure 5. 1 représente organigramme de tâches d'un projet éolien sur lequel on identifie les différents coûts pris en compte le long du projet éolien.

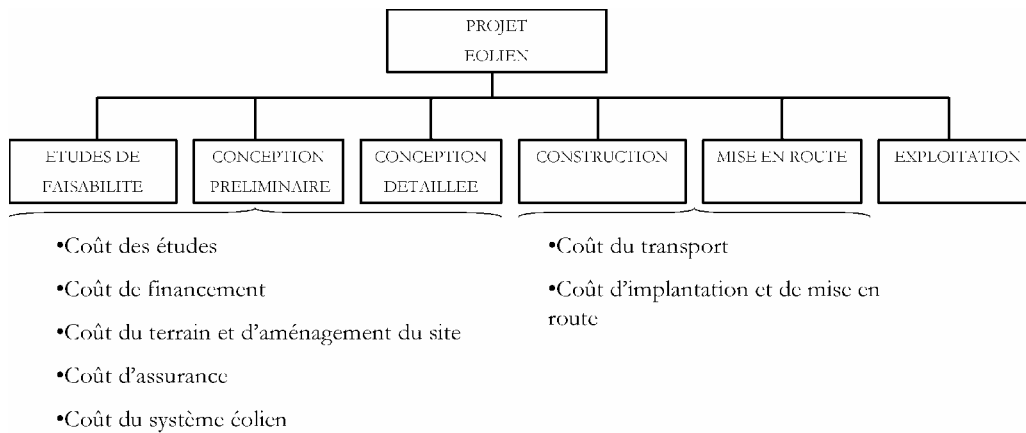


Figure 5. 1 : Organigramme de tâches : identification des coûts liés à un projet éolien.

Le coût d'investissement est la somme des coûts identifiés. Le coût du système éolien est celui déjà utilisé dans le chapitre □. Les autres coûts sont établis à partir d'une base de données fournie par le constructeur Nordex [DIV, 2000] [DIV, 2001]. Ces coûts sont fonction du diamètre D du système éolien (voir plus loin).

$$C_{IT} = C_{Et} + C_{Fi} + C_{TS} + C_{Ass} + C_{TE} + C_{Tr} + C_{Im} \quad (5.7)$$

C_{Et} : Le coût des études,

C_{Fi} : Le coût de financement,

C_{TS} : Le coût du terrain et d'aménagement du site,

C_{Ass} : Le coût de l'assurance,

C_{TE} : Le coût du système éolien,

C_{Tr} : Le coût du transport,

C_{Im} : Le coût d'implantation et de mise en route.

5 - II.2.1 Coûts des études

Ce sont les coûts d'étude d'ingénierie : l'étude de faisabilité, la planification, les plans de construction du site, l'étude du potentiel éolien et le choix optimal de l'emplacement de l'éolienne (ou du parc éolien) sur le site, les frais de déplacement, et les frais imprévus.

$$C_{Et} = 442 D^{0.5} + 823 \quad (5.8)$$

5 - II.2.2 Coûts de financement

Ce sont les frais pour trouver des investisseurs et solliciter des fonds :

$$C_{Fi} = 0.41D^{2.39} + 580 \quad (5.9)$$

5 - II.2.□ Coûts du terrain et aménagement du site

Ce sont les coûts de création de la plate-forme et de son accessibilité, les coûts généraux – éclairage, sanitaires.

$$C_{TS} = 637 D^{0.79} + 673 \quad (5.10)$$

5 - II.2.□ Coût d'assurance

L'assurance doit couvrir la responsabilité civile, les dommages matériels, les équipements défectueux et l'arrêt provisoire ou non des activités.

$$C_{Ass} = 25 D^{1.35} - 250 \quad (5.11)$$

5 - II.2.5 Coût du transport

En général, le coût du transport est fonction de la distance, du volume et du poids de l'ensemble des composants et équipements. Notre modèle est le suivant :

$$C_{Tr} = 0.34 D^{2.8} + 854 \quad (5.12)$$

5 - II.2.6 Coût d'implantation et de mise en route

Le coût pour ériger les éoliennes comprend la main d'oeuvre et la location (ou l'achat) de grues, de véhicules lourds, de treuils spéciaux et de mâts de levage.

$$C_{Im} = 11.5 D^{1.88} - 582 \quad (5.1□)$$

5 - III APPLICATION : CHOIX ENTRE 3 SITES ET LEUR SYSTEME EOLIEN

ADAPTE

5 - III.1 Présentation de l'étude de cas

5 - III.1.1 Sites et économie du projet

Dans cette étude de cas, les acteurs veulent s'informer sur les opportunités offertes par trois projets éoliens situés dans trois régions différentes. Les caractéristiques des trois sites repérés sont données dans le tableau 2. Un accord préalable sur les conditions de financement précise que le projet a une durée de vie économique de 20 ans, que le taux d'actualisation $r = 8\%$ et que le coût de référence $C_{ref} = 6.5$ centime d'Euro.

Dans cette application, le vent est caractérisé par les paramètres de Weibull k et c , un paramètre de la loi de puissance α considéré constant et la vitesse maximale V_{max} . Les paramètres k , c et α sont utilisés pour calculer l'énergie produite par an, tandis que V_{max} intervient dans le dimensionnement de certains

composants du système. Le réseau est défini par sa tension, sa puissance de court circuit (S_{sc}), sa résistance (R) et son inductance (X) équivalentes au point de connexion. Nous supposons que les réseaux de distribution ont une tension $U_1 = 11\text{kV}$ et une puissance de court-circuit $S_{sc} = 10\text{MVA}$. Le réseau dans le site est, donc, caractérisé, seulement, par le rapport X/R .

Site	1	2	<input type="checkbox"/>
Z_0	<input type="checkbox"/> 0	<input type="checkbox"/> 0	<input type="checkbox"/> 0
k_0	2	2	1.2
c_0	7	7	8
α	0.12	0.2	0.12
X/R	0.75	1	<input type="checkbox"/>

Tableau 5. 1 : Caractéristiques des sites étudiés

Les valeurs données aux variables de définition du site sont choisies de manière à pouvoir observer leurs influences sur l'architecture des systèmes éoliens adaptés et sur les critères de qualification précédemment définis.

Nous avons volontairement choisis des valeurs de c et de k , qui peuvent s'apparenter à celle d'un site méditerranéen, pour le site . En effet un site méditerranéen est doté d'un fort potentiel éolien où les paramètres de la distribution de Weibull sont souvent différents des autres sites du nord de l'Europe (site 1 et 2) : La vitesse moyenne du vent élevée entraîne un paramètre c plus grand et l'étalement de la distribution et l'existence de vitesses élevées entraînent un paramètre k plus faible.

Dans le site 1, la rugosité du terrain (caractérisée par le coefficient α de la loi de puissance) est faible par rapport au site 2.

Les valeurs données au rapport X/R vont permettre de voir son influence sur les opportunités d'investissement possibles dans le cas de la prise en compte de la qualité de l'énergie électrique.

5 - III.1.2 Système éolien standard proposé pour ces sites

Le système éolien standard proposé pour ces sites est défini dans le Tableau 5. 2. On rappelle que le système éolien est défini par ces 7 variables de conception qui déterminent son architecture (D , V_{des} , P_n , N , H_{hub} , type de contrôle, le nombre de pale).

Les variables de conception du système éolien standard						
D (m)	P_n (kW)	V_{des} (m/s)	H_{hub} (m)	N (tr/mn)	Type de contrôle	p
<input type="checkbox"/> 2	600	8. <input type="checkbox"/> 5	<input type="checkbox"/> 0.5	<input type="checkbox"/> 0	« PVC »	<input type="checkbox"/>

Tableau 5. 2 : Variables de conception et critères associés au système éolien standard.

5 - III.1.1. Domaine de choix des variables de conception des systèmes éoliens

Les variables de conception du système éolien et leurs domaines de variation sont donnés dans le Tableau 5.5. Suite au nombre de valeurs que peuvent prendre chaque variable de conception, le nombre d'alternatives testées est de 18278.

Variables de conception	Domaine de variation	Nb de valeurs testées
D (m)	[20,80] avec un pas de 10 m	7
P _n (kW)	[00,2000] avec un pas de 100 kW	17
V _{des} (m/s)	[6,12] avec un pas de 2 m/s	□
H _{hub} (m)	[5,70] avec un pas de 5 m	8
N (tr/mn)	[15,50] avec un pas de 5 tr/mn	8
Type de contrôle	« PVC » ou « SVC » ou « PVV »	□
p	2 ou □	2

Tableau 5. 3 : Domaines de variation des variables de conception.

5 - III.2 Analyse des solutions obtenues sans tenir compte de la liaison au réseau

5 - III.2.1 Variables et modèles pris en compte

Une première résolution du problème a été effectuée sans prendre en compte le réseau, le domaine de solutions obtenu est donc celui d'un réseau fort comme, par exemple, les réseaux d'interconnexion et de transport. Les modèles pris en compte sont ceux du chapitre □ et ceux présentés au début de ce chapitre. La Figure 5. 2 représente les modèles considérés et les variables d'entrée du problème résolu dans ce cas.

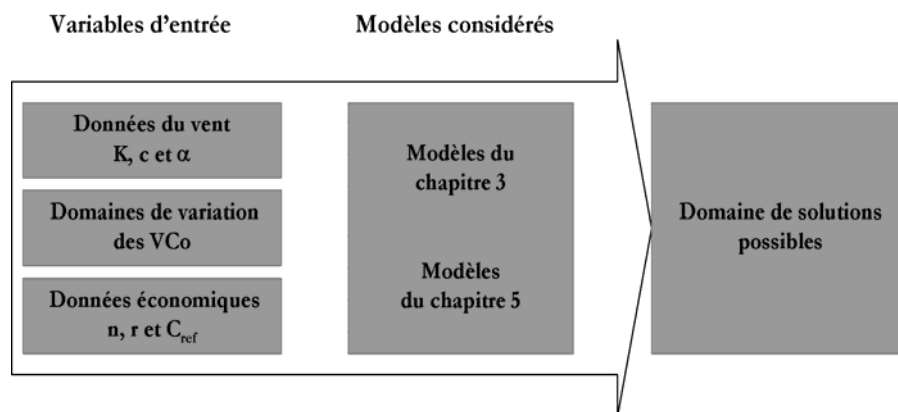


Figure 5. 2 : Modèles considérés et variables d'entrée du problème résolu.

5 - III.2.2 Présentation des résultats

Les meilleures solutions liées aux variables de décision coût total actualisé et coût du kWh et qui ne sont pas dominées dans l'espace de PARETO (appelées solutions optimisées dans la suite) sont représentées dans la Figure 5.1 et la Figure 5.2. Les points correspondant à un système éolien optimisé pour un site définissent un principe de solution parmi les meilleurs obtenus. Les points correspondant à un système éolien standard définissent les performances de cette éolienne sur les sites. Le site étant méditerranéen, on observe une nette amélioration des performances des éoliennes optimisées par rapport à l'éolienne standard.

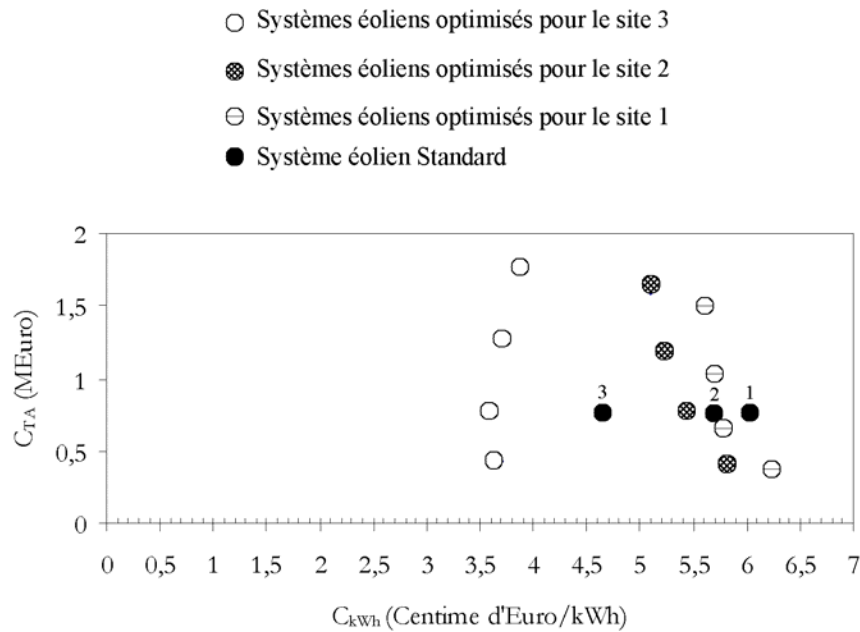


Figure 5.3 : Coût total actualisé du projet en fonction du coût du kWh pour les meilleures solutions obtenues et pour le système éolien standard pour les trois sites.

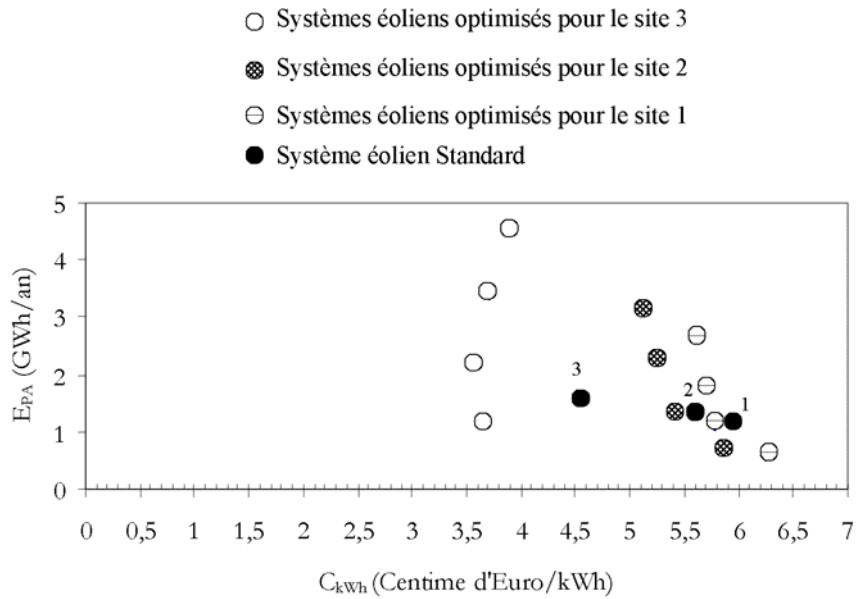


Figure 5. 4 : L'énergie produite par an en fonction du coût du kWh pour les meilleures solutions obtenues et pour le système éolien standard pour les trois sites.

Ces figures représentent aussi les résultats obtenus, par nos modèles, pour le système éolien standard dont les variables de conception sont définies dans le Tableau 5. 2.

5 - III.2. □ Analyse des résultats

Les critères liés au système éolien standard sont donnés dans le

Tableau 5. □

Site	C_{kWh}	E_{PA}	C_{TA}
1	6.1	1.25	0.76
2	5.7	1.□2	0.76
□	□7	1.62	0.76

Tableau 5. 4 : Les critères liés au système éolien standard

Le fort potentiel éolien du site □ permet de d'obtenir un coût du kWh réduit et une quantité d'énergie produite plus grande. Le coût de l'énergie est globalement réduit pour tous les systèmes éoliens optimisés. Par ailleurs, un système éolien optimisé pour un site ne l'est pas forcément pour un autre. Les possibilités d'optimisation diffèrent d'un site à l'autre ; le faible écart de coût de l'énergie entre le système éolien standard et les systèmes éoliens optimisés sur les sites 1 et 2, montre que ce système est assez bien adapté à ces sites. Par contre, l'écart est plus important sur le site □ et indique que la le système standard convient moins bien et qu'une reconception en adéquation avec ce site est nécessaire.

La comparaison des solutions optimisées pour les différents sites est donnée dans le Tableau 5.5.. Le coût de l'énergie dans le site 2 est moins élevé par rapport à celui au site1; ceci vient du fait que le vent

moyen est plus élevé pour α plus grand. Nous observons également que la hauteur du mât et la puissance doivent être supérieures quand α augmente (tant que le coût diminue, l'énergie gagnée a plus d'importance que le surcoût lié à un mât plus haut et à une génératrice plus puissante). Ces résultats sont en bon accord avec ceux des études précédentes [HAR, 199□].

Sur ce site □ le coût de l'énergie est réduit considérablement par rapport aux systèmes éoliens optimisés pour les autres sites. D'après le Tableau 5. 5, on remarque que toutes les solutions obtenues, pour ce site, sont des systèmes dont les paramètres liés à la taille physique (D_R et H_{hub}) ont des valeurs relativement faibles et dont les paramètres liés à la puissance installée (N , V_{des} et P_n) sont élevés. Cette particularité est propre aux sites méditerranéens; le fort potentiel éolien de ces sites permet des investissements et des coûts de production plus faibles.

Systèmes Eoliens	Les critères			Les variables de conception						
	C_{kWh}	E_{PA}	C_{TA}	P_n kW	H_{hub} m	D m	N tr/min	V_{des} m/s	p	Type de contrôle
Optimisés Site 1	5.6	2.69	1.5	1200	50	60	15.9	8	2	PVV
	5.71	1.79	1.02	800	□5	50	25.9	8	2	PVV
	5.78	1.1□	0.65	600	□0	□0	29.1	8	2	PVV
	6.2	0.61	0.□8	□00	□5	□0	□8.9	9	2	PVV
Optimisés Site 2	5.1	□.17	1.62	1□00	55	60	15.9	9	2	PVV
	5.22	2.28	1.19	1100	55	50	27.□6	9	2	PVV
	5.□7	1.□7	0.7□	700	50	□0	□1.22	9	2	PVV
	5.8□	0.72	0.□2	□00	□5	□0	□7.28	9	2	PVV
Optimisés Site □	□.59	2.17	0.77	1200	□0	□0	□□	11	2	PVV
	□.65	1.19	0.□□	700	□5	□0	□8.9	11	2	PVV
	□.89	□.5□	1.76	2000	50	60	25	10	2	PVV
	□.71	□.□2	1.27	1800	□5	50	25.9	11	2	PVV

Tableau 5. 5 : Comparaison des solutions optimisées pour les trois sites

Le paramètre V_{des} (la vitesse du vent pour laquelle le facteur puissance du système est maximal) a une grande influence sur la quantité d'énergie récupérée par le système dans un site méditerranéen. Pour ce type de site cette vitesse doit être élevée, pour permettre à l'éolienne de récupérer de l'énergie dans les hautes vitesses de vent. La courbe du C_p en fonction de la vitesse du vent de la machine standard doit donc subir un décalage vers ces hautes vitesses (voir la Figure 5. 5).

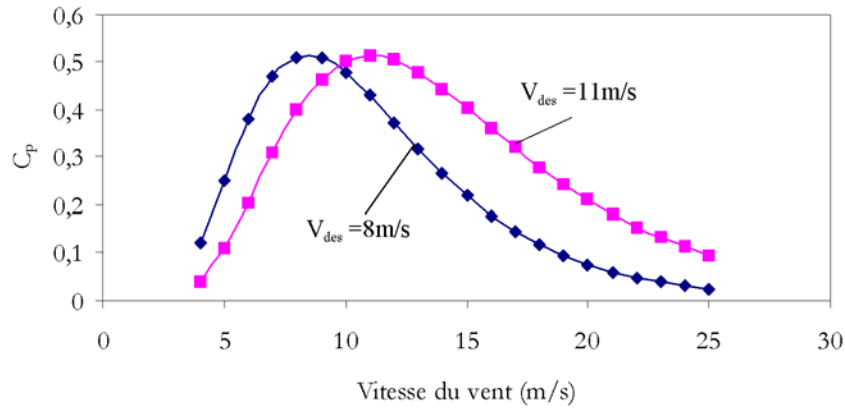


Figure 5. 5 : Influence du paramètre V_{des} sur le facteur de puissance du système

5 - III.3 Analyse des solutions obtenues en tenant compte de la liaison au réseau

5 - III.□.1 Variables et modèles pris en compte

Nous associons les modèles du chapitre □ à ceux utilisés dans l'étude précédente et nous introduisons, aussi, les variables liées à la définition du réseau dans le site (voir la Figure 5. 6).

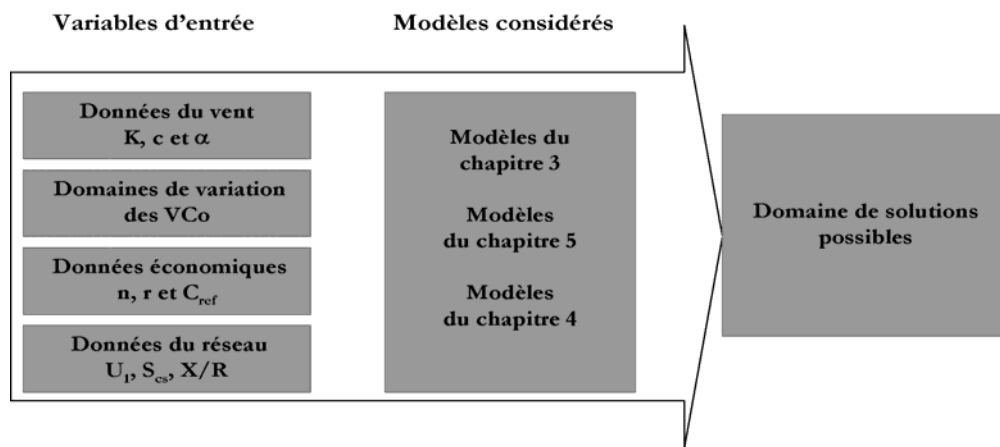


Figure 5. 6 : Modèles considérés et variables d'entrée du problème résolu.

5 - III.□.2 Présentation des résultats

D'après le chapitre □, la prise en compte du réseau (la fonction contrainte FC2) va limiter la puissance nominale du système éolien que l'on pourra installer (taux de pénétration). Certaines solutions déjà obtenues sur la Figure 5. □ ne sont plus valables dans ce cas. En effet, limiter la puissance nominale du système éolien revient implicitement à limiter le coût d'investissement total donc du coût total actualisé du projet.

La Figure 5. 7 représente les solutions obtenues, qui sont valables, lorsqu'on prend en compte le réseau.

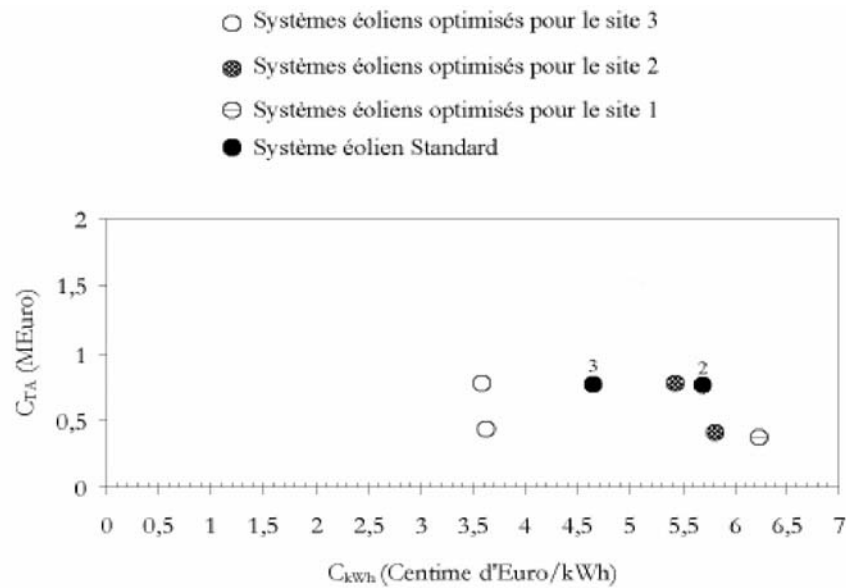


Figure 5.7 : Les meilleures solutions valables lorsqu'on prend en compte le réseau

5 - III. □ □ Analyse des résultats

Le taux de pénétration dans le réseau du site 1 est faible. D'après les résultats du chapitre □, le taux de pénétration est limité par la variation lente de la tension pour ce réseau, il est de l'ordre de 20 pour les réseaux de distribution considérés. C'est pourquoi, aussi, le système éolien standard n'apparaît pas comme solution pour le site 1. En effet la puissance maximale que l'on peut installer dans ce site est de l'ordre de 500kW.

Le réseau dans le site 2 est beaucoup plus fort que le site 1. La puissance maximale qu'on peut installer dans ce site est de l'ordre de 8□kW. Pour ce site c'est le phénomène de Flickers qui limite le taux de pénétration. Le taux de pénétration dans ce site est faible, il est de l'ordre de 12 pour les réseaux de distribution considérés.

Pour le premier site, le système éolien peut, indifféremment, être à vitesse constante ou à vitesse variable, ce qui n'est pas le cas pour les sites 2 et □ où le taux de pénétration est limité par le phénomène de Flickers (voir chapitre □).

Pour ces sites, on peut augmenter le taux de pénétration si l'on utilise des systèmes à vitesse variable. Pour le site □, par exemple, le taux de pénétration peut passer de 20 à 6 avec ces systèmes. C'est-à-dire passer de 500kW à 1660 kW.

5 - IV CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons pris en compte le point de vue de l'investisseur en introduisant une base de modèles économiques. Cette base de modèles fait appel aux points de vue fabricant et distributeur exprimés par les bases de modèles déjà établies, respectivement, dans les chapitres □ et □.

Le modèle global, ainsi, construit permet de produire une expertise utile pour l'investisseur. Les critères de qualification d'un projet donné sont : le coût du kWh, la quantité d'énergie produite par an, et le coût total actualisé du projet.

Au travers d'une application sur trois sites différents (un site méditerranéen, et deux du nord de l'Europe), notre outil a montré l'intérêt de l'intégration des spécificités du site d'implantation dans le processus de prise de décision. Les gains obtenus sur le coût du kWh sont importants pour les sites méditerranéens et la plupart des paramètres de définition influencent fortement ce coût.

L'outil a également montré la possibilité d'adapter les choix technologiques au contexte du réseau dans le site. Le taux de pénétration peut être augmenté considérablement pour les sites dont le rapport X/R est grand en utilisant des systèmes à vitesse variable.

CHAPITRE 6

CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES

Nous avons présenté un outil d'aide à la décision pour la définition d'un système éolien qui prend en compte les spécificités du vent et du réseau de distribution dans le site. L'objectif est de mettre à la disposition des différents décideurs du milieu éolien des éléments d'aide à la décision permettant de prendre en compte les phénomènes physiques mis en jeu dans le fonctionnement réel des systèmes éoliens. Il permet de garder à l'échelle de la décision économique la pertinence des connaissances physiques et d'ingénierie. Les principaux décideurs concernés sont: le fabricant, le distributeur et l'investisseur. Le fabricant s'intéresse à la conception architecturale de son système éolien, le distributeur s'intéresse au coût du kWh et à la qualité de l'énergie électrique, tandis que l'investisseur voit le profit qui peut être réalisé.

Nous avons utilisé une démarche structurée de formalisation des modèles en conception préliminaire des systèmes éoliens. Cette démarche s'appuie sur une vision fonctionnelle et utilise des outils de l'analyse fonctionnelle adaptés : l'organigramme technique étendu, les blocs diagrammes fonctionnels. La démarche proposée permet de réaliser des modèles à plusieurs niveaux systémiques en fonction des niveaux identifiés pour chaque bloc fonctionnel. Les modèles obtenus décrivent le comportement des composants du système et leurs interactions. Ils intègrent les variables juste nécessaires à la qualification d'une configuration : les variables de conception et les variables critères. La méthode systématique développée permet ainsi de formaliser des modèles adaptés à la conception préliminaire et d'intégrer le calcul le plus tôt possible dans le processus de développement du projet éolien.

L'approche globale utilise une démarche de qualification du modèle, permettant d'analyser son aptitude à fournir une aide à la décision. La capacité d'un modèle à produire une aide à la décision en conception préliminaire est estimée au travers des quatre caractéristiques suivantes : la parcimonie, l'exactitude, la précision et la spécialisation du modèle. Ces quatre critères doivent être estimés simultanément, car ils constituent une caractéristique intrinsèque des modèles que nous avons regroupée sous l'acronyme PEPS.

L'approche globale fait appel à une formulation par contraintes et détermine l'ensemble complet de solutions est réalisée en utilisant un moteur d'inférence CSP (Constraint Satisfaction Problem) qui recherche la satisfaction de toutes les contraintes.

Nous avons mis en œuvre la démarche précédente pour aider à la décision lors de la conception architecturale d'un système éolien. Nous avons adapté les modèles utilisés dans les travaux précédents du laboratoire [DIV, 2000] à la formulation par contraintes et nous avons qualifié le modèle d'estimation de la quantité d'énergie produite par an en mesurant les quatre paramètres : Parcimonie, d'Exactitude, de Précision et de Spécialisation (PEPS). Les modèles de coût utilisés dans cette étude ne se sont pas actualisés ni qualifiés. Il faudra pour cela intégrer des nouvelles données du marché éolien et analyser les risques liés aux méthodes d'estimation des coûts utilisés [RUS] [AFI, 1998]. Les critères de qualification d'une configuration donnée du point de vue du fabricant sont : l'énergie produite par an, le coût et l'indice de qualité du système éolien. La base de modèles nécessaires à l'évaluation de ces critères est matricielle et basée sur les niveaux de l'organigramme technique étendu et sur les fonctions structurantes à satisfaire.

Elle permet, de calculer de l'énergie électrique produite et le coût du système éolien, qui déterminent l'indice de qualité d'une configuration de système éolien. Dans ces modèles, le système éolien est défini par un ensemble de variables de conception qui déterminent son architecture (D , V_{des} , P_n , N , H_{hub} , type de contrôle, le nombre de pale), le site est caractérisé par les paramètres de Weibull k et c , un paramètre de la loi de puissance α considéré constant et la vitesse maximale V_{max} . Les paramètres k , c et α sont utilisés pour calculer l'énergie produite par an, tandis que V_{max} intervient dans le dimensionnement de certains composants du système.

La résolution a montré que, sur un site qualifié de méditerranéen (k est faible et c est fort), les solutions l'optimisées obtenues ont un indice de qualité nettement supérieur à celui d'un système éolien standard. Nous avons proposé 6 scénarios possibles pour la reconception du système standard en vue d'améliorer son indice de qualité en adéquation avec le vent dans le site. Des gains d'indice de qualité sont obtenus pour tous les scénarios proposés. Les gains sont plus importants pour les scénarios qui concernent les variables de conception continues (D , V_{des} , P_n et N) que pour les scénarios qui concernent les variables de conception discrets (type de contrôle, nombre de pales).

Pour prendre en compte le point de vue du distributeur, nous avons développé un modèle qui permet de prédire le taux maximal de pénétration de l'énergie éolienne dans un réseau faible. Ce modèle fait appel aux modèles de composants du réseau et de l'unité électrique ainsi qu'aux modèles d'interactions de celle-ci avec le multiplicateur et avec le réseau. Dans le modèle, le réseau est défini par sa tension (U_1), sa puissance de court circuit (S_{sc}), sa résistance (R) et son inductance (X) équivalentes au point de connexion. L'unité électrique est définie à l'aide des données de type catalogue. Le taux de pénétration est défini par le rapport entre la puissance nominale du système éolien et la puissance de court circuit au point de connexion. Il est calculé pour que la variation de la tension provoquée par le système éolien soit inférieure à celle donnée par la norme ICE 868.

Le modèle construit est associé avec le modèle décrit dans le paragraphe précédent. La résolution montre, d'une part, que le degré de pénétration de l'énergie éolienne est maximal pour des réseaux qui ont un rapport X/R proche de 1. D'autre part, elle montre que ce degré est faible pour les réseaux qui ont un rapport X/R faible en les comparant avec les réseaux pour lesquels le rapport X/R est grand. Enfin elle montre que le degré de pénétration est limité par la variation lente de la tension lorsque le rapport X/R est petit, cependant qu'il est limité par le phénomène de flickers lorsque le rapport est grand.

L'analyse des contraintes liées au réseau réalisée sur deux niveaux différents a montré qu'il existe plusieurs solutions pour améliorer l'intégration des systèmes éoliens dans les réseaux faibles. Nous nous sommes intéressés au phénomène de flickers. Deux solutions susceptibles d'atténuer ce phénomène, à savoir l'intégration d'un système de contrôle de la puissance réactive et l'intégration d'un système de stockage inertiel, sont ensuite étudiées. Malgré que la solution du stockage inertiel offre aussi l'avantage lié au service système, elle semble être plus coûteuse que la première pour cette application.

Les critères de qualification d'une configuration donnée du point de vue de l'investisseur sont : l'énergie produite par an, le coût total actualisé du projet et le coût du kWh produit par le système éolien. Pour produire une expertise destinée à l'investisseur, nous avons associé les modèles précédemment utilisés à des modèles économiques qui prennent en compte l'ensemble des coûts tout au long du projet, identifiés à l'aide de l'organigramme de tâches du projet éolien.

Nous avons montré l'intérêt de l'intégration des spécificités du site d'implantation dans le processus de prise de décision au travers d'une application sur trois sites différents (un site méditerranéen, et deux du nord de l'Europe). Les gains obtenus sur le coût du kWh sont importants pour les sites méditerranéens et la plupart des paramètres de définition influencent fortement ce coût. L'outil a également montré la possibilité d'adapter les choix technologiques au contexte du réseau dans le site. Le taux de pénétration peut être augmenté considérablement pour les sites dont le rapport X/R est grand en utilisant des systèmes à vitesse variable.

La quantité d'énergie calculée par le modèle est une quantité de référence, or l'investisseur s'intéresse à la quantité réellement produite par son système. Il faudra introduire d'autres facteurs qui relèvent de la stratégie de contrôle (démarrage, connexion et déconnexion au réseau électrique, arrêt), et des aspects planifiés ou non planifiés de la maintenance (disponibilité du système éolien).

Les modèles de coûts utilisés ne se sont pas actualisés ni qualifiés. Il faudra pour cela intégrer des nouvelles données du marché éolien et analyser les risques liés aux méthodes d'estimation des coûts utilisés. La construction d'une base de données plus importante et l'intégration d'un SIG (Système d'Information Géographique) permettront d'avoir des données plus précises sur l'ensemble des coûts.

Concernant l'échelle du système éolien, notre approche doit s'étendre aux parcs éoliens et intégrer l'ensemble des contraintes liées à la connexion au réseau, l'effet de sillage et la topographie du site.

Il serait, enfin, intéressant d'introduire de nouveaux concepts comme la génératrice discoïde à prise directe sans multiplicateur.

ANNEXE

MODELE DU COUT D'UN SYSTEME EOLIEN

Cette annexe présente le modèle du coût du système éolien utilisé dans cette thèse. Le coût du système éolien est égal à la somme des coûts des composants qui le constituent.

$$C_{TE} = \sum_{i=1}^{i=nc} C_{Ci}$$

Les modèles des coûts des composants sont développés pour les différents composants de l'organigramme technique indépendamment s'ils sont actifs, passifs ou d'interactions. Certains de ces composants ne sont pas représentés dans l'organigramme de la Figure A. 1.

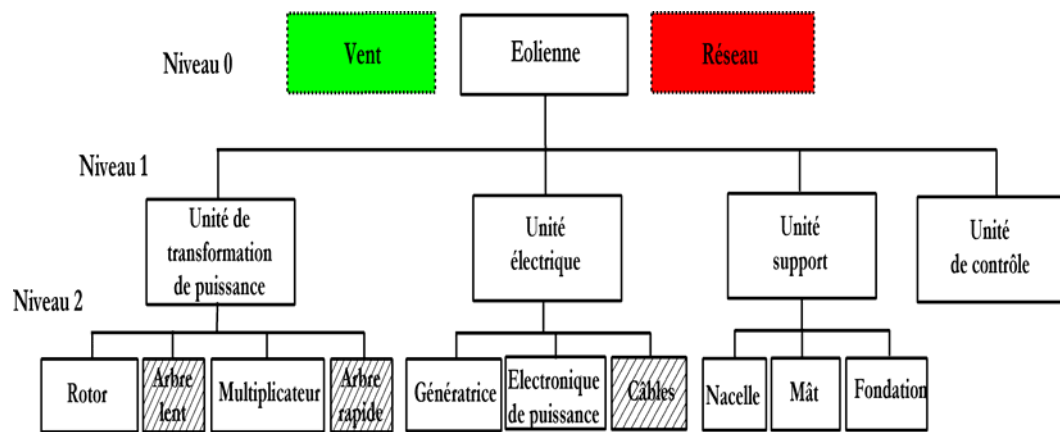


Figure A. 1 : Organigramme technique du système éolien.

A-1 Le modèle du coût de l'unité de transformation de puissance et de l'unité support (niveau 4).

Les coûts de l'unité de transformation de puissance et de l'unité support sont calculés, pour la plupart d'entre eux, à partir des modèles de masse établis en utilisant des règles d'estimations d'ingénierie issues des règles de dimensionnement. L'ensemble des modèles sont pondérés (coûts spécifiques : C_{Sp}) pour retrouver les coûts du marché éolien. Nous supposons, donc, avoir une relation linéaire entre la masse de chaque composant et son coût :

$$C_{composant} = C_{Sp} \times Masse_{composant}$$

Les coûts spécifiques liés aux différents composants sont donnés à la fin de cette annexe.

A- 1.1 Le modèle de masse du rotor

Le rotor transforme l'énergie aéroliaque en énergie mécanique transmise à l'arbre lent. Le rotor se compose d'un certain nombre de pales (p-pales), en général deux ou trois. Les pales sont fixées sur le moyeu du rotor par des brides qui lui transmettent les efforts.

De point de vue fonctionnel le rotor peut être décrit par l'organigramme de la Figure A. 2 :

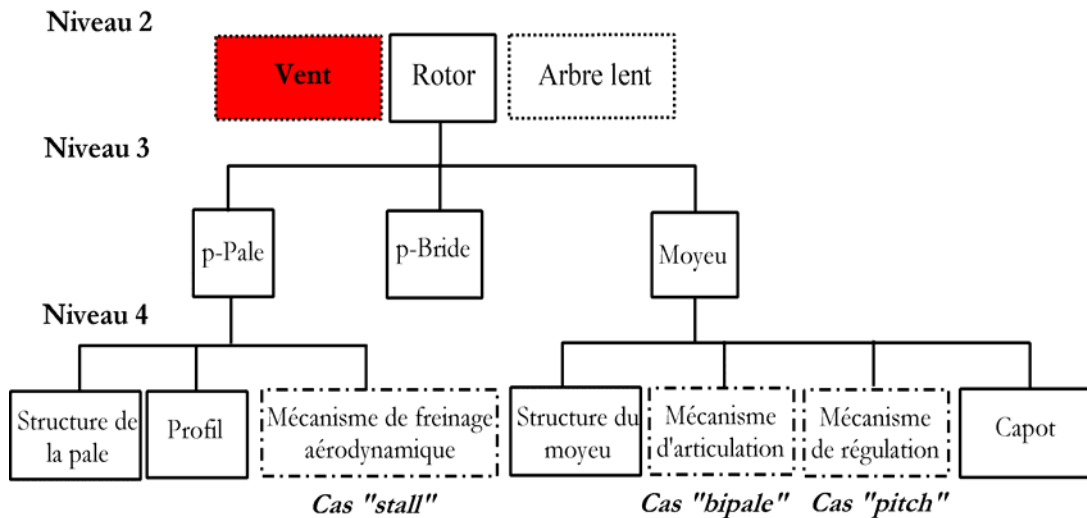


Figure A. 2 : Organigramme technique du rotor.

La masse du rotor est la somme des masses des composants du niveau 4 de l'organigramme technique de la Figure A. 2.

$$M_{Rotor} = \sum M_{Composant}$$

Le choix du niveau 4 pour la représentation du rotor est justifié, d'une part, par le fait que l'on veut distinguer le concept « pitch » du concept « stall », en effet, ce dernier se compose, aussi, d'un mécanisme du freinage aérodynamique logé dans la pale, tandis que le premier loge dans son moyeu le mécanisme de régulation. D'autre part, un rotor bipale contient un mécanisme d'articulation du moyeu, qui permet de contrecarrer l'ensemble des fluctuations des efforts dues au comportement dynamique d'un rotor bipale qui sont plus néfaste pour le rotor lui-même et la nacelle. En effet, la répartition de la masse des pales par rapport à l'axe représenté par le mât varie selon la position de ces pales, ceci entraîne des variations des efforts dynamiques, notamment gyroscopiques, lors de l'orientation de l'ensemble (rotor, nacelle) dans le lit du vent et donc une fatigue accrue.

Le rotor est défini par un certains nombre de paramètres qui fixent ses performances et influencent les efforts qu'il peut supporter. Les variables de conception p , D , N et V des font partie des variables utilisées dans la plupart des modèles du coût des composants du rotor. Les trois derniers définissent la variable λ_{max} , utilisée dans le modèle du coût de la structure des pales et dans le modèle du calcul de l'énergie produite par an.

La structure des pales est dimensionnée d'après ces variables ainsi que les variables de conception qui influencent les efforts que reçoivent les pales : type du moyeu (articulé dans le cas bipale), de type de contrôle, de type du matériau. Dans notre étude ce dernier n'est pas utilisé comme variable de conception, le seul matériau utilisé est la résine polyester armée de fibre de verre. Les coûts qui sont à notre disposition [Har, 1994] montrent que les fibres de carbone ne sont pas compétitives [Div, 2000].

La géométrie de la surface des pales est choisie dans la référence [Rees, 1996] mais il est possible d'entrer d'autres données provenant de catalogues de constructeur.

La surface de la pale permet de connaître la solidité S , variables auxiliaire qui influence le dimensionnement du moyeu.

La surface des pales étant déterminée, elle permet, avec le type de matériau et l'épaisseur relative e_r , de connaître la masse du profil des pales. Nous avons ici fixé e_r à une valeur constante (0.18) mais cette valeur est variable sur les pales actuelles.

Les éoliennes "stall" sont munies de freins aérodynamiques en bout de pales. Le poids de ces freins est estimé d'après le poids de la structure et du profil des pales.

En ce qui concerne les brides de fixation des pales, elles sont dimensionnées d'après l'effort de poussée sur le rotor (Variables concernés : ρ_{air} , C_t , V_{nr} , et D). La variable auxiliaire C_t est, dans cette étude, calculé par un modèle analytique qui utilise les variables ρ , λ_{nr} et S . Les variables auxiliaires V_{nr} et λ_{nr} sont utilisés dans le modèle du calcul de l'énergie produite par an. Les brides sont en acier et sont nécessaires pour résister aux fortes contraintes présentes en pied de pales. Le dimensionnement des brides est influencé, aussi, par le type de contrôle.

Pour le moyeu, sa structure est dimensionnée en considérant le moment de flexion maximal à la base des pales. Le modèle de masse du moyeu fait appel au nombre de pale et le type de contrôle, ainsi que les paramètres ρ_{air} , S , D , V_n intervenant dans l'expression du moment de flexion.

La masse du mécanisme d'articulation du moyeu (pour les systèmes bipales) est calculée à partir de la masse de la pale.

Le mécanisme de la régulation "pitch" peut utiliser une motorisation hydraulique ou électrique. Le modèle que nous utilisons se limite au premier type motorisation. Le capot protecteur qui recouvre le moyeu est dimensionné en fonction de D .

a. Le modèle de masse des pales

Les pales sont, actuellement, fabriqués en matériaux composites : résine polyester ou époxy armée de fibre de verre ou de fibre de carbone. Ces matériaux ont des propriétés structurales supérieures à celle des matériaux classiques (aluminium, acier, bois). L'intérêt porté aux matériaux composites est dû au fait qu'en terme de masse, un matériau léger permet de fabriquer des pales longues ; en terme d'effort de fatigue, les propriétés physiques des fibres (orientations privilégiées, nombre de couches) permettent d'obtenir des pales plus résistantes aux fluctuations du vent. La figure ci-dessous illustre un exemple de section de pale, faisant apparaître la structure interne.



Figure A. 3 : Exemple d'une section de pale en résine polyester / fibre de verre (LM Glasfiber A/S)

- La structure:

La structure est dimensionnée pour endurer les efforts qu'elle reçoit. Nous utilisons le modèle de [FOL, 1990], ce modèle, donné dans le Tableau A. 1, considère que l'effort dimensionnant, la structure, est l'effort de fatigue créé par les rafales (une rafale est définie comme étant une déviation importante de la vitesse du vent par rapport à sa valeur moyenne), il suppose une section rectangulaire de la structure de la pale [HAR, 1994].

Par des facteurs appropriés (F_{cc} et F_{cr}), le modèle fait la distinction entre un rotor tripale et un rotor bipale et prends en compte l'influence du type de contrôle sur la masse de la structure de la pale.

<i>Modèle de masse de la structure des pales</i>		
V_{Co}	V_A	<i>Contraintes et relations</i>
V_{des}	ρ_{air}	$M_{SP} (kg) = 0.085 F_{cc} F_{cr} \rho_{air} V_{des}^2 \lambda_{max}^2 \left(\frac{1+e_r}{e_r} \right) \left(\frac{\rho_{SP}}{\sigma_{SP}} \right) p \left(\frac{D}{2} \right)^3$ $\lambda_{max} = \frac{\pi DN}{60 V_{des}}$ <p>F_{cc} : facteur lié aux charges cycliques</p> <p>$p = 2 \rightarrow F_{cc} = 0.85$</p> <p>$p = 3 \rightarrow F_{cc} = 1$</p> <p>$F_{cr}$: facteur lié au contrôle du rotor</p> <p>$Type_contrôle = PVC \rightarrow F_{cr} = 1$</p> <p>$Type_contrôle = SVC \rightarrow F_{cr} = 0.86$</p> <p>$Type_contrôle = PVV \rightarrow F_{cr} = 0.81$</p>
\dot{p}	F_{cc}	
D	F_{cr}	
N	λ_{max}	
$Type_contrôle$	e_r	
	ρ_{SP}	
	σ_{SP}	

Tableau A. 1 : Modèle de masse de la structure des pales [FOL, 1990].

- Le profile:

La masse du profile se calcul à partir de sa géométrie. Nous nous basons sur une surface de pale définie par [REE, 1996]. L'auteur présente la géométrie de pale représentée dans la Figure A. 4 . D'après cette figure, la surface de la pale se calcule par la relation :

$$S_p = (d \times L_1) + \frac{(d + l_i)}{2} \times L_2 + \frac{(l_i + l_a)}{2} \times L_3$$

Avec : $L_1 = 0.03 \times R$, $L_2 = 0.13 \times R$ et $L_3 = 0.80 \times R$.

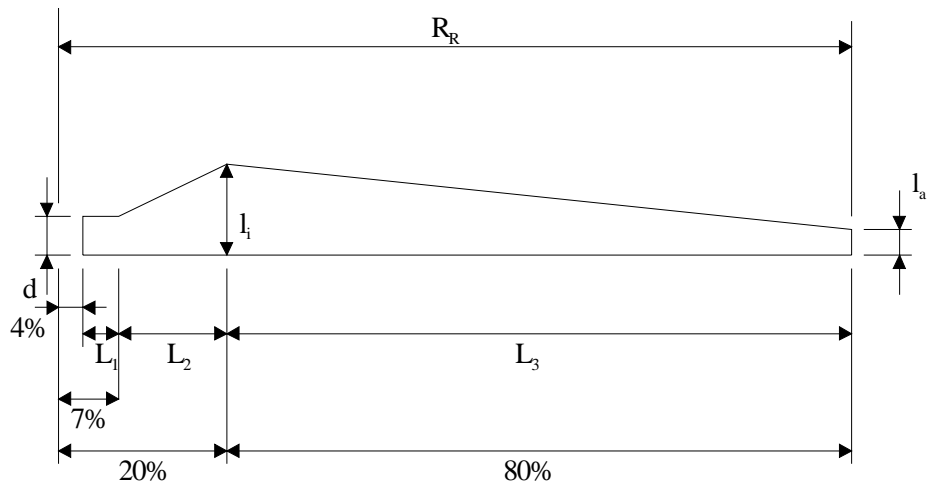


Figure A. 4 : surface de la pale modélisée [REE, 1996]

L'auteur fournit ces données dans le Tableau A. 2 qui donnent les dimensions nécessaires au calcul de la surface suivant le diamètre de rotor et le nombre de pale.

D (m)	Pale d'un rotor bipale			Pale d'un rotor tripale		
	l_i (m)	l_a (m)	d (m)	l_i (m)	l_a (m)	d (m)
20	0.85	0.21	0.58	0.75	0.2	0.5
33	1.6	0.38	1.0	1.4	0.35	0.85
43	2.28	0.6	1.16	2.0	0.55	1.05
50	2.68	0.7	1.42	2.35	0.65	1.25
60	3.1	0.8	1.7	2.7	0.72	1.5
70	3.5	0.93	2.0	3.1	0.85	1.75
80	4.1	1.12	2.3	3.6	1.0	2.0

Tableau A. 2: Géométrie du profil de pale.

La surface est différente pour un rotor tripale et un rotor bipale ; elle doit être supérieure pour récupérer la perte de puissance due à la pale en moins. Ces données ont été approchées par des fonctions polynomiales pour qu'elles puissent être intégrées dans notre outil d'aide à la décision.

La masse de l'habillage des pales est estimée en utilisant le modèle donné dans le Tableau A. 3 .

Modèle de masse du profil des pales (M_{pp})		
V_{Co}	V_A	<i>Contraintes et relations</i>
\dot{p}	e_r	$M_{PP} = 30.S_{\dot{p}}(1+e_r)$
D	$S\dot{p}$	$S_p = (d \times L_1) + \frac{(d + L_i)}{2} \times L_2 + \frac{(L_i + L_a)}{2} \times L_3$
	L_1	
	L_2	$L_1 = 0.03 \times D/2, L_2 = 0.13 \times D/2$ et $L_3 = 0.80 \times D/2$
	L_3	
	L_i	$p = 2 \rightarrow \begin{cases} L_i = -1.182 + 0.29 \times \frac{D}{2} - 0.02 \times \left(\frac{D}{2}\right)^2 \\ L_a = 3.8 - 0.5 \times \frac{D}{2} + 0.02 \times \left(\frac{D}{2}\right)^2 \\ d = -34.7 + 5 \times \frac{D}{2} - 0.3 \times \left(\frac{D}{2}\right)^2 \end{cases}$
	L_a	
	d	
		$p = 3 \rightarrow \begin{cases} L_i = -6.24 + 1.05 \times \frac{D}{2} - 0.07 \times \left(\frac{D}{2}\right)^2 \\ L_a = -3.25 - 0.57 \times \frac{D}{2} + 0.04 \times \left(\frac{D}{2}\right)^2 \\ d = -13.6 + 1.99 \times \frac{D}{2} - 0.1 \times \left(\frac{D}{2}\right)^2 \end{cases}$

Tableau A. 3 : Modèle de masse du profil des pales [FOL, 1990].

- Le modèle de masse du mécanisme de freinage en bout de pale (cas de l'éolienne "stall")

Ce freinage est un freinage aérodynamique obtenu par une orientation de l'extrémité de la pale dégradant les performances du rotor. Cette orientation est réalisée de manière passive par des masselottes qui pivotent par effet centrifuge entraînant la partie de la pale concernée, ou de manière active au moyen d'un moteur ou d'un système hydraulique. Quelque soit la méthode, [HAR, 1994] suppose la masse de ce mécanisme proportionnelle à la masse de la pale.

Modèle de masse du mécanisme de freinage en bout de pale		
V_{Co}	V_A	<i>Contraintes et relations</i>
	M_{SPP}	$M_{MF} = 0.15 \times M_{SPP}$ M_{SPP} : masse de la structure et du profil des pales $(M_{SPP} = M_{SP} + M_{PP})$ La valeur 0.15 est un facteur d'ajustement.

Tableau A. 4 : Modèle de masse du mécanisme de freinage en bout de pale.

b. Le modèle de masse des brides

Ces brides sont généralement en acier tout comme la structure du moyeu. La bride est dimensionnée par l'effort de poussée sur la pale en fonctionnement nominal. Le type de contrôle de la puissance agit également sur le dimensionnement (présence d'un facteur F_{FP}).

Modèle de masse des brides		
V_{Co}	V_A	<i>Contraintes et relations</i>
\dot{p}	ρ_{air}	$M_{FP} = 0.66 \times F_{FP} \frac{\rho_s}{\sigma_s} p T_{nr} D^{0.7}$ $T_{nr} = \frac{1}{2} \rho_{air} C_i V_{nr}^2 \frac{\pi D^2}{4}$ $C_i = a y_1 + (1 - a) y_2$ $\lambda_{equivalent} = \frac{\lambda_{nr}}{1 - 0.27(p - 2)}$ $x = \frac{\lambda_{equivalent}}{8}$ $a = 2 \left(\frac{x}{0.69} \right)^{2.5}$ $y_1 = C_{x90} S$ $S = \frac{4pS_p}{\pi D^2}$ $y_2 = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{x}{1.75} \right)$ <p>Avec</p> <p>C_{x90} : coefficient de traînée de la pale dans le cas défavorable (pale de face) (les auteurs donnent la valeur 1.4).</p> <p>S : solidité du rotor.</p> <p><i>Type _ contrôle</i> = PVC $\rightarrow F_{FP} = 3.2$</p> <p><i>Type _ contrôle</i> = SVC $\rightarrow F_{FP} = 0.49$</p> <p><i>Type _ contrôle</i> = PVV $\rightarrow F_{FP} = 3.2$</p>
D	a	
Type_contrôle	y_1	
	y_2	
	V_{nr}	
	T_{nr}	
	λ_{max}	
	C_{X90}	
	S	
	F_{FP}	
	S_p	
	ρ_s	
	σ_s	

Tableau A. 5 : Modèle de masse des brides.

c. Le modèle de masse du moyeu

- La structure:

Nous faisons l'hypothèse que les rotors tripales possèdent un moyeu rigide alors que les rotors bipales possèdent un moyeu articulé, pour des raisons de fluctuations accrues des efforts.

Le moyeu transfère ces efforts à l'arbre lent et renferme le mécanisme de variation du calage des pales (moteur et roulements ou système hydraulique) s'il y a lieu. Le moyeu est dimensionné pour supporter l'effort de fatigue engendré par le moment de flexion à la base des pales. Cet effort dépend du nombre de pales, de la présence ou non d'un mécanisme d'articulation du moyeu et du type de régulation de puissance. Un capot protecteur vient recouvrir ce moyeu.

Nous pouvons remarquer qu'à diamètre identique, une éolienne bipale qui possède une solidité plus faible qu'une tripale aura une structure de moyeu plus légère. Mais cet écart est réduit par la présence du mécanisme d'articulation du moyeu sur la bipale.

<i>Modèle de masse de la structure du moyeu</i>		
<i>VC₀</i>	<i>VA</i>	<i>Contraintes et relations</i>
<i>p</i> <i>D</i> <i>Type_contrôle</i>	ρ_{air} F_{gm} F_{em} F_{cm} <i>S</i> <i>Vnr</i> <i>Mp</i> ρ_M σ_M	$M_{SM} = 31.4 F_{gm} F_{em} F_{cm} p M_p \left(\frac{\rho_M}{\sigma_M} \right)$ $M_p = \left(3.06 \times \frac{\pi}{8} \right) \rho_{air} V_{nr}^2 \frac{SD^3}{p}$ <p>F_{gm} : facteur lié à la géométrie du moyeu F_{em} : facteur lié aux efforts sur le moyeu F_{cm} : facteur lié au système de contrôle dans le moyeu</p> <p>$p = 2 \rightarrow F_{gm} = 0.75$ et $F_{em} = 0.75$ $p = 3 \rightarrow F_{gm} = 1$ et $F_{em} = 1$</p> <p><i>Type_contrôle</i> = PVC $\rightarrow F_{cm} = 1.5$ <i>Type_contrôle</i> = SVC $\rightarrow F_{cm} = 1.25$ <i>Type_contrôle</i> = PVV $\rightarrow F_{cm} = 1.5$</p>

Tableau A. 6 : Modèle de masse de la structure du moyeu.

- Le modèle de masse du mécanisme du système de régulation "pitch" dans le moyeu

Les auteurs donnent la relation suivante pour un système muni d'actionneurs hydrauliques :

<i>Modèle de masse du mécanisme du système de régulation "pitch"</i>		
<i>VC₀</i>	<i>VA</i>	<i>Contraintes et relations</i>

p	M_p	$M_{PM} = 0.22 M_{pb} p + 12.6 p M_p \left(\frac{\rho_s}{\sigma_s} \right)$
	ρ_s	
	σ_s	

Tableau A. 7 : Modèle de masse du mécanisme du système de régulation "pitch".

Les auteurs soulignent qu'un facteur d'ajustement peut être ajouté pour retrouver les valeurs réelles. Dans notre modèle, nous prenons la valeur égale donnée dans l'étude (valeur égale à 1).

- Le modèle de masse du mécanisme d'articulation du moyeu (pour un rotor bipale)

La masse de ce mécanisme est calculée à partir de la masse des pales.

<i>Modèle de masse du mécanisme d'articulation du moyeu</i>		
VC_0	VA	<i>Contraintes et relations</i>
	M_{pb}	$M_{AM} = 0.25 \times M_{pb}$ <p>La valeur 0.25 est un facteur d'ajustement.</p>

Tableau A. 8 : Modèle de masse du mécanisme d'articulation du moyeu.

- Capot protecteur

Le modèle proposé est :

<i>Modèle de masse du Capot protecteur</i>		
VC_0	VA	<i>Contraintes et relations</i>
D		$M_{CP} = 4.4 \times 10^{-3} D^{3.28}$

Tableau A. 9 : Modèle de masse du capot protecteur.

A- 1.2 Le modèle de coût de l'arbre lent

L'arbre lent, travaillant en flexion et en torsion, transmet le mouvement de rotation du rotor au multiplicateur. Il est supporté par des paliers possédant des roulements à simple ou double rangée de billes suivant les efforts transmis. Les efforts dynamiques ainsi que le poids du rotor sont transmis au châssis de la nacelle par le biais de ses supports, ce qui évite au multiplicateur de les supporter. L'autre avantage de l'arbre est d'écarter le rotor du mât évitant le contact de celui-ci avec les pales. Cet arbre est généralement creux pour permettre le passage du système de régulation par calage des pales.

- L'arbre lent

Le dimensionnement de l'arbre lent peut être réalisé par plusieurs méthodes [DRO, 1986]. Nous utilisons le code Westinhouse utilisé également dans l'étude de Harrison et Jenkins. Cette méthode tient compte du chargement que peut supporter l'arbre lent du système éolien ; elle est basée sur la théorie du

cisaillement maximal et le diagramme de Soderberg et considère que l'arbre travaille simultanément en flexion et en torsion.

<i>Modèle de masse de l'arbre lent</i>		
<i>VC0</i>	<i>VA</i>	<i>Contraintes et relations</i>
	ρ_{al} d_i d_e l_{apc} k_{apc} F_{sap} M_f Q_t σ_e σ_y F_t C_{nr} T_f M_{Rotor} g F_f	$M_{AL} = 0.25 \frac{\pi}{4} (d_e^2 - d_i^2) L_{apc} \rho_{al}$ $d_e = \sqrt[3]{\frac{32}{\pi} k_{apc} F_{sap} \left(\left(\frac{M_f}{\sigma_e} \right)^2 + \left(\frac{Q_t}{\sigma_y} \right)^2 \right)^{\frac{1}{2}}}$ $k_{apc} = \frac{1}{\left(1 - \left(\frac{d_i}{d_e} \right)^4 \right)}$ $M_f = T_f l_{apc}$ $T_f = F_f \times g \times M_{rotor}$ $l_{apc} = 0.01D.$ $d_i/d_e = 0.5.$ $Q_t = F_t C_{nr}$

Tableau A. 10 : Modèle de masse de l'arbre lent.

- Les paliers

La taille des roulements dépend des dimensions de l'arbre (diamètre extérieur). L'effort dynamique T_{RAD} appliqué sur le roulement avant est calculé en fonction de l'effort statique T_{RAS} qui dépend de l'effort de flexion du rotor et de la masse de l'arbre lent. L'effort T_{RAD} est comparé à l'effort dynamique permis donné par le constructeur pour un roulement de diamètre intérieur d_e . Si $T_{RAD} < T_{REFD}$: un roulement à une seule rangée de billes est acceptable. Si $T_{RAD} > T_{REFD}$: un roulement à deux rangées de billes est nécessaire.

Nous développons la méthode pour le palier avant ; elle est identique pour le palier arrière. L'effort statique T_{RRS} est, pour le cas par défaut, donné par la relation

$$T_{RRS} = \frac{1}{3} T_f - M_{AL} \frac{g}{2}$$

Les paliers n'existent pas lorsque l'arbre lent est intégré dans le multiplicateur.

<i>Modèle de masse du palier avant</i>		
<i>VC0</i>	<i>VA</i>	<i>Contraintes et relations</i>
	M_{SA}	$M_{PA} = M_{RA} + M_{SA}$
	M_{RA}	$T_{RAD} = 2.29 \times T_{RAS} (N)^{0.3}$
	T_{RAD}	
	T_{RAS}	$T_{RAS} = \frac{4}{3} T_f + M_{AL} \frac{g}{2}$
	T_{REFD}	$T_{REFD} = 17.96 (d_e)^{1.9753}$
	M_{AL}	
	g	$T_{RAD} \geq T_{REFD} \rightarrow M_{RA} = 26.13 \times 10^{-6} d_e^{2.77}$
	T_f	et $M_{SA} = 67.44 \times 10^{-6} d_e^{2.64}$
	d_e	
		$T_{RAD} \leq T_{REFD} \rightarrow M_{RA} = 1.7 \times 26.13 \times 10^{-6} d_e^{2.77}$
		et $M_{SA} = 1.5 \times 67.44 \times 10^{-6} d_e^{2.64}$

Tableau A. 11 : Modèle de masse du palier avant.

A- 1.3 Le modèle de masse du multiplicateur

La fonction du multiplicateur est d'amener la vitesse de rotation du rotor à une vitesse convenable pour la génératrice. Le train d'engrenages utilisé peut être de deux types : à axes parallèles ou épicycloïdal (planétaire), et peut posséder de un à trois étages suivant la taille de l'éolienne (plus l'éolienne est grande, moins elle tourne vite et donc plus le rapport de multiplication de la vitesse du rotor est important). Le premier type est bon marché mais lourd et volumineux, tandis que le second est plus léger, plus compact et peut s'utiliser pour des forts couples mais son prix est plus élevé. On trouve également un type de multiplicateur qui est l'association d'étages des deux types. Le choix du type de multiplicateur et du nombre d'étages est fonction du rapport de multiplication et du couple maximal. D'où l'intérêt de rechercher des vitesses de rotation du rotor élevées avec les contraintes qui s'imposent (vitesse limite en bout de pale). En ce qui concerne le dimensionnement, il faut considérer les efforts de fatigue au niveau des dentures des engrenages. Ces efforts sont provoqués par les fluctuations de couple et dépendent du système de contrôle de l'éolienne. Le multiplicateur doit être assez proche de l'axe du mât pour réduire l'effort de flambement dû au poids supporté par le mât et réduire du même coup le dimensionnement du mécanisme d'orientation de la nacelle.

Modèle de masse du multiplicateur		
<i>VC_o</i>	<i>VA</i>	<i>Contraintes et relations</i>
	F_s	$M_{MP} = 8 \times F_s \times F_{mpe} \times C_{nr} \times F_{we} \times \sum_{i=1}^{n_e} \frac{1}{U_s^i}$ $\text{Type_contrôle} = \text{PVC} \rightarrow F_s = 1.75$ $\text{Type_contrôle} = \text{SVC} \rightarrow F_s = 2$ $\text{Type_contrôle} = \text{PVV} \rightarrow F_s = 1.25$ $F_{we} = \frac{1}{n_w} + \frac{1}{n_w \times U_{sn}} + U_{sn} + U_{sn}^2 + \frac{0.4 \times (U_s - 1)^2}{n_w} \times \left(1 + \frac{1}{U_{sn}}\right)$ $n_w = 3$ $U_{sn} = \frac{U_s}{2} - 1$ $ne = 2 \rightarrow U_s = U_o^{1/3}$ $ne = 3 \rightarrow U_s = U_o^{1/2}$ $F_{mpe} = \frac{0.4}{F_{mce}}$ $C_{nr} \leq 200 \text{ kN} \rightarrow F_{mce} = 850$ $200 \text{ kN} < C_{nr} \leq 700 \text{ kN} \rightarrow F_{mce} = 950$ $C_{nr} > 700 \text{ kN} \rightarrow F_{mce} = 1100$ $U_o \leq 80 \rightarrow n_e = 2$ $U_o > 80 \rightarrow n_e = 3$
	F_{mpe}	
	C_{nr}	
	F_{we}	
	F_{mce}	
	n_w	
	U_s	
	n_e	
	U_{sn}	
	U_o	

Tableau A. 12 : Modèle de masse du multiplicateur.

A- 1.4 Le modèle de coût de l'arbre rapide

L'arbre rapide s'intercale entre le multiplicateur et la génératrice et fournit le couple du rotor, réduit du rapport de multiplication, à la génératrice. L'arbre rapide est dimensionné par rapport au couple qu'il reçoit.

Modèle de masse de l'arbre rapide		
<i>VC_o</i>	<i>VA</i>	<i>Contraintes et relations</i>
	U_o	$M_{AR} = 0.025 \times \frac{C_{nr}}{U_o}$ La valeur 0.025 à la dimension (kg.kW-1)
	C_{nr}	

Tableau A. 13 : Modèle de masse de l'arbre rapide.

A- 1.5 Le modèle de coût de la nacelle

La nacelle loge le multiplicateur et la génératrice ainsi que les composants d'interactions associés. Elle possède un châssis qui supporte le poids des composants et endure l'effort de poussée et le couple donnés par le rotor. Un capot généralement en plastique renforcé de fibres de verre vient recouvrir l'ensemble des composants du train.

- Châssis

Le châssis doit supporter les efforts (couple nominal C_{nr} et effort de poussée nominal T_n) et le poids du rotor M_{Rotor} .

<i>Modèle de masse du châssis de nacelle</i>		
VC_0	VA	<i>Contraintes et relations</i>
D	M_{ccn} M_{pcn} M_{rcn} M_{scn} C_{nr} D_{M0} T_{nr} M_{Rotor} S_{scn}	$M_{NA} = M_{ccn} + M_{pcn} + M_{rcn} + M_{scn}$ $M_{ccn} = 0.01 \times C_{nr}$ $M_{pcn} = 4.5 \times 10^{-3} \times T_{nr} \times D_{M0}$ $M_{rcn} = 4.29 \times 10^{-2} \times M_{Rotor} \times D_{M0}$ $M_{scn} = 286 \times S_{ctn}$ $S_{ctn} = \frac{0.0064 \times D^2}{2}$

Tableau A. 14 : Modèle de masse du châssis de nacelle.

- Capot

<i>Modèle de masse du capot de nacelle</i>		
VC_0	VA	<i>Contraintes et relations</i>
D	M_{CPN} S_{cpn}	$M_{CPN} = 84.1 \times S_{cpn}$ $S_{cpn} = 2 \times 0.08 \times D$

Tableau A. 15 : Modèle de masse du capot de nacelle.

A- 1.6 Le modèle de coût du mât

Puisque le vent subit un ralentissement à proximité du sol, il est légitime de chercher à monter au maximum le rotor. En fait la hauteur optimale du mât dépend de plusieurs facteurs d'ordre technique, énergétique et économique. Les mâts actuels sont généralement en acier tubulaire bien que l'on en trouve parfois en treillis et certains en béton. Dans notre application, nous nous limitons au premier type. Le mât

est dimensionné (diamètre et épaisseur) en considérant le moment de flexion créé par la poussée du vent sur le rotor et sur le mât lui-même, et en considérant le moment de flambement dû au poids de la nacelle et du rotor.

Modèle de masse du mât		
<i>VCo</i>	<i>VA</i>	<i>Contraintes et relations</i>
<i>D</i>	<i>D_{M0}</i>	$M_{MA} = \pi D_{M0} \delta \left(H_{hub} - \frac{D}{20} \right) \rho_{Mât}$ $D_{M0} = \left[\frac{700 M_{TB} F_t}{\pi \sigma_M} \right]^{\frac{1}{3}}$ $\delta = \frac{D_{M0}}{175}$ $F_t = 1.3$ $M_{TB} = M_{THW} + M_{THR} + M_{TW}$ $M_{THW} = 0.8 W_T g \times \frac{D}{25}$ $M_{THR} = T_{nr} \left(H_{hub} + \frac{D}{20} \right)$ $M_{TW} = \frac{1}{4} \rho_a C_{Dt} V_{max}^2 D_{M0} H_{hub}^2$
<i>H_{hub}</i>	<i>δ</i>	
	<i>H_{hub}</i>	
	<i>σ_M</i>	
	<i>F_t</i>	
	<i>M_{TB}</i>	
	<i>M_{THW}</i>	
	<i>M_{THR}</i>	
	<i>M_{TW}</i>	
	<i>g</i>	
	<i>W_T</i>	
	<i>T_{nr}</i>	
	<i>V_{max}</i>	
	<i>C_{Dt}</i>	
	<i>ρ_a</i>	

Tableau A. 16 : Modèle de masse du mât.

A- 1.7 Le modèle de coût de la fondation

Le coût de la fondation tient compte de la main-d'oeuvre et du prix des matériaux (coffrages, charpentes d'acier et pièces d'ancrage). Il dépend de la taille et du système éolien, du type de mât utilisé et du type de terrain. Dans cette étude nous utilisons un coût qui dépend du diamètre du rotor [DIV, 2000].

Modèle de coût de la fondation		
<i>VCo</i>	<i>VA</i>	<i>Contraintes et relations</i>
<i>D</i>		$C_{fondation} = 605 D^{1.03} - 1416$

Tableau A. 17 : Modèle de coût de la fondation.

A- 2 Le modèle du coût de l'unité électrique

Le coût de l'unité électrique comporte le coût de la génératrice, de l'électronique de puissance et des câbles.

Le coût de l'unité électrique peut se déduire directement de sa puissance nominale. Cependant l'estimation de sa masse est nécessaire à celui d'autres composants comme le mécanisme d'orientation de la nacelle.

A- 2.1 Le modèle de masse de l'unité électrique

La masse de l'unité électrique est donnée par la relation proposée par [HAR, 1994].

<i>Modèle de masse de l'unité électrique</i>		
VC_0	VA	<i>Contraintes et relations</i>
	P_{ng}	$M_{UE} = 6.26 \times P_{ng} + 838$

Tableau A. 18 : Modèle de masse de l'unité électrique.

A- 2.2 Le modèle du coût de la génératrice

La génératrice produit l'énergie électrique à partir de l'énergie mécanique disponible à la sortie du multiplicateur. Elle produit un courant triphasé alternatif de fréquence 50 Hz sous une tension de 690 V en général pour les éoliennes de grande taille (de puissance installée supérieure à 300 kW). La figure A.1 représente l'organigramme technique de l'unité : elle se compose d'une génératrice, d'un convertisseur statique. Cette unité dépend du principe de fonctionnement du système.

Les génératrices utilisées sont principalement synchrones (GS) ou asynchrones (GAS).

Génératrices synchrones : On les appelle aussi alternateurs, elles sont caractérisées par le fait que la fréquence du signal électrique généré est directement liée à la vitesse de rotation selon la relation:

$$f = 60 \times \frac{p}{N}$$

Avec : N la vitesse de rotation (tr/min) et p : nombre de paires de pôles.

Ce type de génératrice comportent un enroulement monophasé au rotor alimenté en courant continu et un enroulement triphasé à courant alternatif au stator. Elles sont caractérisées par leur autonomie de fonctionnement, c'est-à-dire aptes à fonctionner sur des charges isolées, elles permettent aussi le réglage de la tension et la puissance réactive échangée avec le réseau. Leur inconvénient est la nécessité d'une source à courant continu réglable pour alimenter l'excitation. En outre ces machines doivent impérativement fonctionner à vitesse constante lorsque elles sont directement connectées au réseau, ceci impose de leur associer un mécanisme d'orientation des pales pour la mise en parallèle avec le réseau afin de minimiser les répercussions des à-coups de couple sur le multiplicateur. Enfin ces génératrices sont réputées être plus volumineuses et plus coûteuses que les génératrices asynchrones.

Génératrices asynchrones : Le stator comporte un enroulement triphasé, le rotor peut être à rotor bobiné ou à cage d'écureuil. Ce type de génératrice est fiable, bon marché et possède des propriétés intéressantes pour l'éolien. En effet, contrairement à une génératrice synchrone, la génératrice asynchrone admet un certain glissement c'est à dire une légère variation de vitesse proportionnelle au couple qu'elle reçoit (cette variation est de l'ordre de 1%). Cette propriété est intéressante dans le domaine éolien puisque le couple en question est fluctuant.

Actuellement la majorité des fabricants utilisent les génératrices asynchrones. Cette réalité est illustrée par la Figure A.5.

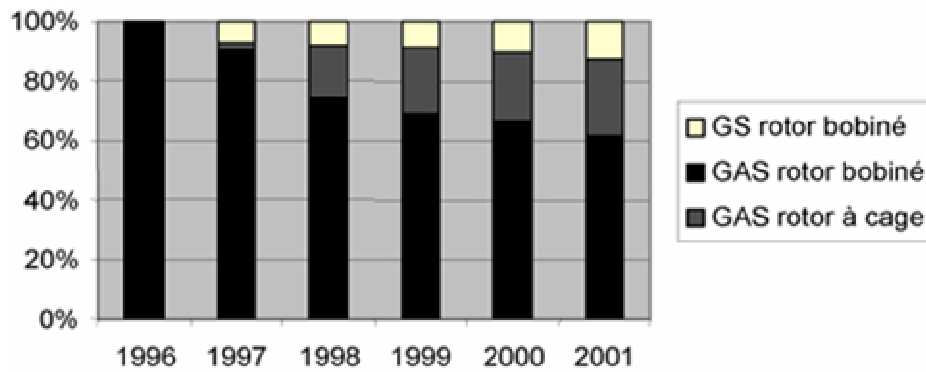


Figure A. 5 : Évolution de la technologie des génératrices.

Enfin, le dernier type apparaissant sur le marché est la génératrice à vitesse variable, à attaque directe sans multiplicateur, permettant une économie sur le coût et la maintenance de ce composant.

Le modèle utilisé concerne une génératrice asynchrone à cage.

<i>Modèle de coût de la génératrice</i>		
VC_o	VA	<i>Contraintes et relations</i>
	P_{ng}	$C_{génératric e} = 25.2P_{ng}$

Tableau A. 19 : Modèle de coût de la génératrice.

A- 2.3 Le modèle du coût de l'électronique de puissance

L'électronique de puissance dépend du type de contrôle utilisé et de la puissance nominale de la génératrice.

<i>Modèle de coût de l'électronique de puissance</i>		
VC_o	VA	<i>Contraintes et relations</i>
$Type_contrôle$	$C_{génératric e}$	$Type_contrôle = SVC \rightarrow C_{EP} = C_{génératric e}$
	P_{ng}	$Type_contrôle = PVV \rightarrow C_{EP} = C_{génératric e}$

		$Type_contr\hat{o}le = PVC \rightarrow C_{EP} = 52.7 P_{ng} + 44892$
--	--	---

Tableau A. 20 : Modèle de coût de la génératrice.

A- 2.4 Le modèle de masse des câbles

La section est calculée à partir du courant nominal généré I_n , corrigé d'un facteur d'ajustement [DIV, 2000].

<i>Modèle de masse des câbles</i>		
VC_0	VA	<i>Contraintes et relations</i>
H_{hub}	M_{SCE}	$M_{CE} = 1.3 \times m_{SCE} \times H_{hub}$
	I_n	$m_{SCE} = \rho_{c\hat{a}b} \times S_{CE}$
	V_0	
	P_{ng}	$I_n = \frac{2.25 \times P_{ng} \times 1000}{V_0 \times \sqrt{3}}$
	I_d	
	$K_{c\hat{a}b}$	$I_g = K_{c\hat{a}b} I_n$
	$P_{c\hat{a}b}$	$S_{CE} = 0.012 I_d^{1.62}$
		$K_{c\hat{a}b} = 0.92$, facteur d'ajustement.

Tableau A. 21 : Modèle de masse des câbles.

A- 3 L'unité de contrôleA- 3.1 Modèle du masse du frein

Une différence existe entre les systèmes « stall » et les systèmes « pitch » au niveau du système de sécurité qui freine le système lors du dépassement de la vitesse maximale de fonctionnement.

Lors du dépassement de la vitesse maximale de fonctionnement les systèmes « stall » utilisent des freins aérodynamiques au niveau des pales et un seul frein à disque liés à la l'arbre lent du multiplicateur. Les systèmes « pitch » utilisent deux freins, l'un sur l'arbre rapide et l'autre sur l'arbre lent.

- Masse des étriers

Celle-ci se détermine en prenant le plus fort des deux couples : le couple nécessaire pour arrêter le rotor Q_{af} ou celui qui doit bloquer l'éolienne arrêtée perpendiculaire au vent dans les conditions de vent extrême Q_{bf} .

<i>Modèle de masse des étriers</i>		
<i>VCo</i>	<i>VA</i>	<i>Contraintes et relations</i>
<i>D</i>	Q_{af}	$M_{et} = 76n_{et}$
<i>N</i>	F_{fe}	
<i>p</i>	F_{qf}	$Q_{af} = F_{fe} \left[\phi_f I_{af} + \frac{F_{qf} P_{nr}}{\omega_f} \right]$
<i>Type_contrôle</i>	Φ_f	
	I_{af}	$\phi_f = \frac{\omega_f}{s_f}$
	P_{nr}	
	w_f	$I_{af} = I_R \left[\frac{\omega_R}{\omega_f} \right]^2$
	w_r	
	I_R	$w_R = \pi N / 30$
	M_p	
	M_{Moyeu}	$I_R = (M_p \times R_{gp}^2) + M_{Moyeu} \left(\frac{D}{20} \right)^2$
	V_{max}	$R_{gp} = \frac{D}{(3 + 0.3D^{0.5})}$
	R_{gp}	
	C_{Xa}	$Q_{bf} = 6 \times 10^{-2} \rho_{air} \pi D^3 V_{max}^2 \frac{C_{Xa}}{p} \left[\frac{\omega_R}{\omega_f} \right] S$
	S	
	Q_f	$Q_f = \max(Q_{af}, Q_{bf})$
	n_{ef}	$n_{ef} = \frac{2Q_f}{1000 \left(\frac{d_{ef}}{2} - 0.06 \right)}$
	d_{ef}	
	s_f	
	ρ_{air}	$Type_contrôle = PVC \rightarrow F_{fe} = 0.3 \text{ et } F_{qf} = 1 \text{ et } s_f = 20$ $\text{et } w_f = U_0 w_r \text{ et } C_{Xa} = 0.25 \text{ et } d_{ef} = D/35$ $Type_contrôle = SVC \rightarrow F_{fe} = 1 \text{ et } F_{qf} = 1.82 \text{ et } s_f = 60$ $\text{et } w_f = w_r \text{ et } C_{Xa} = 1 \text{ et } d_{ef} = D/25$ $Type_contrôle = PVV \rightarrow F_{fe} = 0.3 \text{ et } F_{qf} = 1 \text{ et } s_f = 20$ $\text{et } w_f = U_0 w_r \text{ et } C_{Xa} = 0.25 \text{ et } d_{ef} = D/35$

Tableau A. 22 : Modèle de masse des étriers.

- Masse du disque

Modèle de masse du disque du frein		
<i>VCo</i>	<i>VA</i>	<i>Contraintes et relations</i>
<i>D</i> <i>Type_contrôle</i>	ρ_{df} x_{df} x_{df1} x_{df2} d_{ef} d_{if} E_{rot} C_{cdf} $T_{df\ max}$ I_{af} F_{fe} w_r w_f	$M_{DF} = \pi \rho_{df} x_{df} \left(\left[\frac{d_{ef}}{2} \right]^2 - \left[\frac{d_{if}}{2} \right]^2 \right)$ $x_{df} = \max(x_{df1}, x_{df2})$ $x_{df1} = \frac{2E_{rot}}{\left(C_{cdf} \rho_{df} \pi \left(\frac{d_{ef}}{2} \right)^2 (T_{df\ max} - 40) \right)}$ $C_{cdf} = 500$ $T_{df\ max} = 100$ $E_{rot} = \frac{1}{2} I_{af} \left(\frac{\omega_f}{\omega_R} \right)^2 F_{fe} \omega_R^2$ $x_{df2} = \left(\left(\frac{D}{10000} \right) + 0.006 \right)$ <p><i>Type _ contrôle = PVC</i> → $d_{if} = D / 400$</p> <p><i>Type _ contrôle = SVC</i> → $d_{if} = d_e$</p> <p><i>Type _ contrôle = PVV</i> → $d_{if} = D / 400$</p>

Tableau A. 23 : Modèle de masse du disque du frein.

A- 3.2 Le modèle de masse du module d'orientation de la nacelle

Modèle de masse du module d'orientation de la nacelle		
<i>VCo</i>	<i>VA</i>	<i>Contraintes et relations</i>
<i>D</i>	M_{sup} T_{nr} D_{M0} F_{nr}	$M_{RN} = 2.4 \times 10^{-3} \times F_m [0.4DM_{sup} + 0.975D_{M0}T_{nr}]$ $M_{sup} = \sum masse_{Composant} , \text{ (sauf le mât et la fondation)}$ $p = 2 \rightarrow F_m = 0.37$ $p = 3 \rightarrow F_m = 0.41$

Tableau A. 24 : Modèle de masse du module d'orientation de la nacelle.

A- 3.3 Modèle de masse du Système de lubrification

Ce système est composé du système de circulation d'huile nécessaire à la lubrification du multiplicateur et des roulements utilisés pour les arbres et le système "pitch". La masse est donnée par :

Modèle de masse du système de lubrification		
<i>VC_o</i>	<i>VA</i>	<i>Contraintes et relations</i>
	P_{ng}	$M_{LB} = 0.1 \times P_{ng}$ La valeur 0.1 a la dimension (kg.kW-1)

Tableau A. 25 : Modèle de masse du système de lubrification

A- 3.4 Modèle de masse du Système hydraulique

La limitation de la puissance maximale de fonctionnement est assurée, dans le cas d'un système "pitch", d'une manière active, généralement, par un servomécanisme hydraulique.

Modèle de masse du système hydraulique		
<i>VC_o</i>	<i>VA</i>	<i>Contraintes et relations</i>
	P_{ng}	$M_{SH} = 1.5 \times P_{ng}$ La valeur 1.5 a la dimension (kg.kW-1)

Tableau A. 26 : Modèle de masse du système hydraulique.

A- 3.5 Modèle de masse du système d'air conditionné et système anti-feu

[HAR, 1994] donne le poids de cet ensemble par la relation :

Modèle de masse du système d'air conditionné et système anti-feu		
<i>VC_o</i>	<i>VA</i>	<i>Contraintes et relations</i>
D		$M_{AC} = 3.78 \frac{(0.08 D)^3}{4}$ La valeur 3.78 a la dimension (kg.m-3)

Tableau A. 27 : Modèle de masse du système d'air conditionné et système anti-feu.

A- 3.6 Coût du système de supervision

C'est le coût du système de suivi du fonctionnement.

<i>Modèle de coût du système de supervision</i>		
VC_0	VA	<i>Contraintes et relations</i>
D		$C_{s \text{ sup}} = 318.5 + 10.8D^2$

Tableau A. 28 : Modèle de coût du système de supervision.

A- 4 Les coûts spécifiques des composants

<i>Composant</i>	<i>Coût spécifique (Euro/kg)</i>
Structure des pales	14.33
Profil des pales	14.33
Mécanisme de freinage en bout de pale	23.8
Bride	23.8
Structure du moyeu	5.64
Mécanisme du système de régulation "pitch"	16.46
Mécanisme d'articulation du moyeu	23.8
Capot protecteur du moyeu	5.64
Arbre lent	4.74
Roulement	23.8
Support de roulement	7.16
Multiplicateur	11.43 si $n_e=2$ 17.23 si $n_e=3$
Arbre rapide	7.16
Châssis de la nacelle	3.81
Capot de la nacelle	5.49
Mât	1.7
Câble	7.3
Frein	7.16
Module d'orientation de la nacelle	11.89
Système de lubrification	7.16
Système hydraulique	7.16
Système d'air conditionné et système anti-feu	7.16

Tableau A. 29 : coûts spécifiques des composants.

NOMENCLATURE

a	: facteur d'actualisation	D	: diamètre du rotor (m)
A	: section du rotor (m ²)	E _{PA}	: énergie électrique annuelle produite par le système éolien (kWh)
c	: paramètre d'échelle de la distribution de Weibull (m.s ⁻¹)	E _{ref}	: énergie de référence produite par le système éolien (kWh)
cosφ	: facteur de puissance	E _{rot}	: énergie calorifique du rotor à dissiper (J)
C _{am}	: coût annuel de maintenance (Euro)	E _{Smax}	: énergie maximale de stockage (kWh)
C _{ASS}	: coût de l'assurance (Euro)	e _r	: rapport entre l'épaisseur de la section d'un profil et sa corde
C _{Gi}	: coût du composant i (Euro)	f(V)	: densité de probabilité de la distribution Weibull
C _{cdf}	: chaleur massique du disque (J.kg ⁻¹ .K ⁻¹)	F	: fréquence (Hz)
C _E	: coefficient d'efficacité	F _{cc}	: facteur lié aux charges cycliques
C _{E, V}	: coefficient d'efficacité pour la vitesse V	F _{cm}	: facteur lié au système de contrôle dans le moyeu
C _{EP}	: coût de l'électronique de puissance (Euro)	F _{cr}	: facteur lié au contrôle du rotor
C _{Fi}	: coût de financement (Euro)	F _{cm}	: facteur lié aux efforts sur le moyeu
C _{fondation}	: coût de la fondation (Euro)	F _{fe}	: facteur de contrôle (étriers de frein)
C _{génératrice}	: coût de la génératrice (Euro)	F _{FP}	: facteur de contrôle pour la fixation des pales
C _{IT}	: coût d'investissement total (Euro)	F _{gm}	: facteur lié à la géométrie du moyeu
C _{kWh}	: coût du kWh produit (Centime/kWh)	F _{mce}	: facteurs de conception pour le multiplicateur
C _{nr}	: couple nominal du rotor (N.m)	F _{qf}	: facteur de surcharge pour la masse des étriers de frein
C _P	: coefficient de puissance du rotor	F _R	: force aérodynamique totale (N)
C _{pmax}	: coefficient de puissance maximum	F _{rn}	: facteur d'ajustement pour la masse du système d'orientation de la nacelle
C _{site}	: coût du terrain et d'aménagement du site (Euro)	F	: fréquence (Hz)
C _S	: coût spécifique (Euro.kg ⁻¹) ou (Euro.kW ⁻¹)	F _s	: facteur de service pour le multiplicateur lié au contrôle de vitesse du rotor
C _{Ssup}	: coût du système de supervision (Euro)	F _t	: facteur de sécurité pour la torsion de l'arbre lent
C _{TE}	: coût total du système éolien (Euro)	F _{sap}	: facteur de sécurité de sodenberg (1.8)
C _t	: coefficient de couple	F _U	: force propulsive (N)
C _{TA}	: coût total actualisé (Euro)	F _V	: force de poussée axiale (N)
C _{Tr}	: coût du transport des composants de l'éolienne (Euro)	F _{we}	: facteur de poids du multiplicateur
C _X	: coefficient de traînée du profil de pale	F _X	: force de traînée (N)
C _{Xa}	: coefficient de traînée des pales lorsque le rotor est arrêté	F _Z	: force de portance (N)
C _{X90}	: coefficient de traînée de la pale dans le cas défavorable -pale de face-	F _U	: force propulsive (N)
C _Z	: coefficient de portance du profil de pale	F _V	: force de poussée axiale (N)
d _e	: diamètre extérieur de l'arbre lent (m)	J	: moment d'inertie du volant (kg.m ²)
d _i	: diamètre intérieur de l'arbre lent (m)		
d _{ef}	: diamètre extérieur du disque de frein (m)		
d _{if}	: diamètre extérieur du disque de frein (m)		
D _{M0}	: diamètre de la section n du mât (m)		

g	: accélération de la pesanteur (9.81 m.s^{-2})	M_{MF}	: masse du mécanisme de frein en bout de pale, cas système "stall" (kg)
H_{hub}	: hauteur au moyeu (m)	M_{MP}	: masse du multiplicateur (kg)
i	: angle d'incidence (rad)	M_{PP}	: masse du profil des pales (kg)
IQ	: indice de qualité (kWh/an/Euro)	M_{RA}	: masse des roulements de l'arbre lent (kg)
I	: angle du vent apparent (rad)	M_{RN}	: masse du système de rotation de la nacelle (kg)
I_{af}	: moment d'inertie apparent du rotor au niveau du frein (kg.m^2)	M_{SA}	: masse des supports de l'arbre lent (kg)
I_g	: courant admissible généré par la génératrice (A)	M_{SH}	: masse du système hydraulique (kg)
I_v	: intensité de la turbulence	M_{SP}	: masse de la structure des pales (kg)
I_n	: courant nominal généré (A)	M_{CP}	: masse du capot protecteur du moyeu (kg)
I_R	: inertie du rotor (kg.m^2)	M_{CPN}	: masse du capot de la nacelle (kg)
k	: paramètre de forme de la distribution de Weibull	M_{NA}	: masse du châssis de la nacelle (kg)
$K_{c\grave{a}b}$: facteur de correction pour le courant nominal	M_{DF}	: masse du disque de frein mécanique (kg)
k_{apc}	: facteur lié à l'arbre creux	M_{et}	: masse de l'ensemble des étriers (kg)
l_{apc}	: longueur d'application de l'effort de flexion sur l'arbre lent (m)	M_{IFP}	: masse des brides (kg)
L_{apc}	longueur totale de l'arbre lent (m)	M_{UE}	: masse de l'unité électrique (kg)
l	: corde de la pale (m)	M_{LB}	: masse du système de lubrification (kg)
l_i, l_a	: cordes maximale et en bout de pale (m)	M_{SM}	: masse de la structure du moyeu (kg)
L_1, L_2, L_3	: longueurs de discrétisation de la pale (m)	M_{MA}	: masse du mât (kg)
M_f	: moment fléchissant appliqué sur l'arbre lent (Nm)	M_{MF}	: masse du mécanisme de freinage du rotor (kg)
M_p	: moment de flexion maximum en pied de pale (N.m)	M_{MP}	: masse du multiplicateur (kg)
M_{AC}	: masse de l'air conditionné et du système anti-feu (kg)	M_{AC}	: masse du système d'air conditionné et du système anti-feu (kg)
M_{AM}	: masse du mécanisme d'articulation du moyeu (kg)	M_{AL}	: masse de l'arbre lent (kg)
M_{AL}	: masse de l'arbre lent (kg)	M_{CE}	: masse des câbles (kg)
M_{AR}	: masse de l'arbre rapide (kg)	M_{CPN}	: masse du capot de la nacelle (kg)
M_{SH}	: masse du système hydraulique (kg)	M_{NA}	: masse du châssis de la nacelle (kg)
M_{ccn}	: masse du châssis de la nacelle due à la contribution du couple nominal (kg)	M_{pb}	: masse d'une pale et sa bride [$+M_{MF}$ dans le cas "stall"] (kg)
M_{AR}	: masse de l'arbre rapide (kg)	M_{pcn}	: masse du châssis de la nacelle due à la contribution de la poussée du vent sur le rotor (kg)
M_{et}	: masse des étriers du système de freinage mécanique (kg)	M_{PM}	: masse du mécanisme de calage variable dans le moyeu (kg)
M_{DF}	: masse des disques du système de freinage mécanique (kg)	M_{PP}	: masse du profil des pales (kg)
M_{IFP}	: masse des brides de fixation des pales (kg)	M_{ccn}	: masse du châssis de la nacelle due à la contribution du poids du rotor (kg)
M_{LB}	: masse du système de lubrification (kg)	M_{Rotor}	: masse du rotor (kg)
M_{SM}	: masse de la structure du moyeu (kg)	M_{RA}	: masse du roulement avant de l'arbre lent (kg)
M_{MA}	: masse du mât (kg)	M_{RN}	: masse du système de rotation de la nacelle (kg)

M_{scn}	: masse du châssis de la nacelle due à la contribution de la surface du châssis (kg)	T_f	: effort de flexion sur l'arbre lent (N)
M_{SA}	: masse du support de l'arbre lent (kg)	T_{RAD}	: effort dynamique appliqué sur le roulement avant de l'arbre lent (N)
m_{SCE}	: masse spécifique du câblage (kg)	T_{RAS}	: effort statique appliqué sur le roulement avant de l'arbre lent (N)
M_{SM}	: masse de la structure du moyeu (kg)	T_{REFD}	: effort dynamique permis pour un roulement de l'arbre lent (N)
M_{SP}	: masse de la structure des pales (kg)	T_{nr}	: effort de poussée sur le rotor en fonctionnement nominal (N)
M_{SPP}	: masse de la structure et du profil des pales ($M_{SPP}=M_{SP}+M_{PP}$) (kg)	T_{RRS}	: effort statique appliqué sur le roulement arrière de l'arbre lent (N)
n	: durée économique du projet	U_r	: vitesse tangentielle d'une section de pale à un rayon r ($m.s^{-1}$)
n_c	: nombre de composants du système éolien	U_o	: rapport de multiplication
n_e	: nombre d'étages du multiplicateur	U_s	: rapport d'étage
n_{et}	: nombre d'étriers	U_{sn}	: rapport de roue
n_w	: nombre de roues planétaires par étage du multiplicateur	U_1	: tension du réseau (V)
N	: vitesse de rotation du rotor ($tr.mn^{-1}$)	U_2	: tension au point de connexion (V)
N_G	: vitesse de rotation de la génératrice ($tr.mn^{-1}$)	V	: vitesse du vent ($m.s^{-1}$)
p	: nombre de pales	V_{des}	: vitesse de fonctionnement optimale ($m.s^{-1}$)
P	: puissance active (VA)	V_f	: vitesse de coupure de l'éolienne ($m.s^{-1}$)
P_m	: puissance à la sortie du multiplicateur (kW)	V_0	: tension à la sortie de la génératrice (V)
P_{Smax}	: puissance maximale du système de stockage (kW)	V_i	: vitesse de démarrage de la machine ($m.s^{-1}$)
P_r	: puissance du rotor (kW)	V_m	: vitesse moyenne pendant la durée d'observation T_o
P_{nr}	: puissance nominale du rotor (kW)	V_{max}	: vent maximal ($m.s^{-1}$)
P_{ng}	: puissance nominale de la génératrice (kW)	V_{moy}	: vitesse moyenne du vent ($m.s^{-1}$)
Q	: puissance réactive (VA)	V_{nr}	: vitesse de vent nominale ($m.s^{-1}$)
Q_{af}	: couple nécessaire pour arrêter le rotor (Nm)	V_S	: vitesse de vent standardisée ($m.s^{-1}$)
Q_{bf}	: couple de blocage de l'éolienne dans les conditions de vent extrême (Nm)	V_{tip}	: vitesse en bout de pale ($m.s^{-1}$)
Q_f	: couple nécessaire à l'arrêt du rotor (Nm)	W	: vitesse du vent apparent ($m.s^{-1}$)
Q_t	: couple de torsion appliqué sur l'arbre lent (Nm)	X	: réactance du réseau (Ω)
r	: taux d'actualisation (%)	X_r	: réactance du rotor de la génératrice (Ω)
R_{gp}	: rayon de giration des pales (m)	X_s	: réactance du stator de la génératrice (Ω)
R	: résistance du réseau (Ω)	X_c	: réactance des bancs de condensateurs (Ω)
R_r	: résistance du rotor de la génératrice (Ω)	X_m	: réactance magnétisante de la génératrice (Ω)
R_r	: résistance du stator de la génératrice (Ω)	x	: transformation de la vitesse spécifique équivalente
s	: paramètre de la plage de fonctionnement	x_{df}	: épaisseur du disque de frein (m)
s_f	: temps de freinage (s)	Γ	: fonction gamma
S	: solidité du rotor	α	: coefficient de la loi en puissance du profil vertical de la vitesse du vent
S_{epn}	: surface du capot de la nacelle (m^2)	β	: angle de calage (rad)
S_{ctn}	: surface du châssis (m^2)	ϕ_f	: décélération angulaire du frein ($rad.s^{-2}$)
S_{CE}	: section du câblage (m^2)	η_m	: rendement du multiplicateur
S_{Cr}	: taux de pénétration	η_g	: rendement de la génératrice
S_p	: surface d'une pale (m^2)	η_{ss}	: rendement du système de stockage
S_R	: surface du rotor (m^2)		
S_{Sc}	: puissance de court-circuit du réseau (VA)		
T_o	: durée d'observation (mn)		
T_{dfmax}	: température maximum du disque ($^{\circ}C$)		

λ	: vitesse spécifique du rotor
$\lambda_{\text{équivalent}}$: vitesse spécifique équivalente
λ_{max}	: vitesse spécifique du rotor à coefficient de puissance maximum
λ_n	: vitesse spécifique nominale du rotor
π_g	: facteur d'efficacité de la génératrice
π_m	: facteur d'efficacité du multiplicateur
ρ_{air}	: masse volumique de l'air (kg.m^{-3})
ρ_{al}	: masse volumique de l'arbre lent (kg.m^{-3})
$\rho_{\text{câb}}$: masse volumique du câblage (kg.m^{-3})
ρ_{df}	: masse volumique du disque de frein (kg.m^{-3})
ρ_M	: masse volumique du moyeu (kg.m^{-3})
$\rho_{\text{Mât}}$: masse volumique du mât (kg.m^{-3})
ρ_s	: masse volumique de l'acier (kg.m^{-3})
ρ_{SP}	: masse volumique de la structure des pales (kg.m^{-3})
σ_e	: contrainte limite en flexion pour l'arbre lent (Pa)
σ_M	: contrainte admissible du moyeu (Pa)
$\sigma_{\text{Mât}}$: contrainte admissible du mât (Pa)
σ_s	: contrainte admissible de l'acier (kg.m^{-3})
σ_{SP}	: contrainte admissible de la structure des pales (Pa)
σ_y	: contrainte limite en torsion pour l'arbre lent (Pa)
ω_R	: vitesse angulaire du rotor (rad.s^{-1})
ω_f	: vitesse angulaire du frein (rad.s^{-1})
δ	: distance du sol (m)
ΔU	: variation de la tension (V)

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [ACK, 2001] T. Ackermann, G. Andersson, L. Söder, “Distributed generation: a definition”, *Electric Power Systems Research*, Volume 57, Issue 3, pp 195-204, 2001.
- [ACK, 2002] T. Ackermann, L. Söder, “An overview of wind energy-status 2002” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 6, pp 67–128, 2002.
- [ACK, 1999] T. Ackermann et al, “Embedded wind generation in weak grids- economic optimisation and power quality simulation” *Renewable Energy* 18, pp 205-221, 1999.
- [AFI, 1998] Afitep, “Le management de Projet - Principes et Pratique”, 2ème Edition, AFNOR, 1998.
- [AFN, 1996] AFNOR, NF EN 1325-1, “Vocabulaire du management de la valeur, de l'analyse de la valeur et de l'analyse fonctionnelle - Partie 1 : analyse de la valeur et analyse fonctionnelle”, 1996.
- [ALE, 2004] O. Alejandro, “Issues regarding the integration of induction wind turbines in weak electrical networks”, *Nordic wind power conference*, 2004.
- [ALT 99] G. S. Altshuller, “TRIZ, The innovation algorithm systematic innovation and technical creativity”, Technical Innovation Center Inc., Worcester, 1999.
- [AMP, 2001] Commission Ampere “Rapport final de la Commission pour l'Analyse des Modes de Production de l'Electricité et le Redéploiement des Energies”, Belgique, 2001.
- [ANT, 1995] E.K. Antonsson, K.N. Otto, “Imprecision in engineering design”, *ASME Journal of Mechanical Design*, invited paper, volume 117(B), 1995.
- [ARB, 2003] A. Arbaoui, J.P. Nadeau, S. Sébastien, L. Bchir, A. Brakez, “Aide à la Décision pour la Définition d'un Système Eolien Adapté à un Site Donné”, *Congrès International CPI 2003*, Mekkès, pp. 22-24, 2003.
- [ASH, 2000] M.F. Ashby, “Choix des matériaux en conception mécanique”, Dunod Editeur, Paris, 2000.
- [BEN, 1997] F. Benhamou, W. Older, “Applying Interval Arithmetic to Real, Integer and Boolean Constraints”, *Journal of Logic Programming*, volume 32, 1, pp. 1-24, 1997.
- [BEU, 2003] L.W.M. Beurskens, M. de Noord, A.F. Wals, *Investire : Economic performance of storage technologies*, ECN-C-03-132, 2003.
- [BUR, 2001] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins, E. Bossanyi, “wind energy handbook” by John Wiley & Sons, Ltd, 2001.
- [BOS, 1996] E. A. Bossanyi, “Bladed for Windows” Grrad Hassan and partners, 1996.
- [BOU, 2006] P. Bousseau et al “Solutions for the Grid Integration of Wind Farms—a Survey”, *Wind Energy* 9, pp 13–25, 2006.
- [BOU, 2002] N. G. Boulaxis, S. A. Papathanassiou, M. P. Papadopoulos “Wind turbine effect on the voltage profile of distribution networks” *Renewable Energy* 25, pp. 401–415, 2002.
- [COL, 1996] G. R. Colcutt, R. G. Flay, “The economic optimisation of horizontal axis wind turbine design parameters”, *Journal of Wind and Industrial Aerodynamics*, 61, pp. 87-97, 1996.
- [COR, 2003] C. Corre, “Optimisation par algorithmes génétiques”, *Applications en sciences de l'ingénieur*, Ecole doctorale ENSAM, Paris, 2003.
- [COU, 2005] P. Couffin, M. Perrin, *Clefs CEA, le stockage des énergies intermittentes*, N°50-51, 2005.

- [COU, 2001] J.F. Courtney, “Decision Making and Knowledge Management in Inquiring Organization, Toward a New Decision-Making Paradigm”, *Decision Support Systems*, 31, pp. 17 - 38, 2001.
- [CRA, 2003] M. Crappe, “Commande et régulation des réseaux électriques” Paris, Hermès science, 2003.
- [CYP, 2002] I. Cyphelly, Investire : WPST8 Pneumatic storage, Thematic Network N°ENK5-CT-2000-20336, 2002.
- [DIV, 2000] T. Diveux, “Implantation d’un Système Eolien, Optimisation par Algorithmes Génétiques”, Thèse de Doctorat, ENSAM, 2000.
- [DIV, 2001] T. Diveux, P. Sebastian, D. Bernard, J.R. Puiggali and J.Y. Grandidier, “Horizontal Axis Wind Turbine Systems: Optimization Using Genetic Algorithms”, *Wind Energy*, Vol. 4, pp. 151 – 171, 2001.
- [EN, 1999] European Norm EN 50160, Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Distribution Systems, CENELEC, 1999.
- [ENG, 2001] S. Engström, “Short Term Power Variations in the Output of Wind Turbines” *DEWI Magazin* Nr. 19, 2001
- [FEI, 1998] A.E. Feijoo, “influencia de los parques eolicos en la seguridad estacionaria y calidad del onda de redes eléctricas de gran dimension” Thèse doctorale de l’Univesité de Vigo, 1998.
- [FRA, 2004] B. Francois, “Participation des éoliennes à la gestion du réseau de moyenne tension : Quelques exemples” *Nordic Wind Power Conference NWPC'04*, 2004.
- [FRA, 2003] B. Francois, “Problématiques technico-économiques de l’intégration d’unités de production décentralisée dans un réseau d’énergie” *CERE 2003*, Sousse, Tunisie, 2003.
- [FIS, 2000] X. Fischer, “Stratégie de conduite du calcul pour l’aide à la décision en conception mécanique intégrée; Application aux appareils à pression”, Thèse de doctorat de l’école Nationale Supérieure d’Arts et Métiers, 2000.
- [FRA, 2000] S. Frandsen, “Redefinition Power Curve for More Accurate Performance Assessment of Wind Farms”, *Wind Energy*, 3, pp. 81–111, 2000.
- [FRA, 1998] S. Frandsen, C.J. Christensen, “Accuracy of estimation of energy production from wind power plants” *Wind Engineering*, 16, pp. 257–268, 1998.
- [FUG, 2002] P. Fuglsang, C. Bak, J.G. Schepers, T.T. Cockerill, P. Claiden, A. Olesen and R. Van Rossen, “Site-Specific Design Optimisation of Wind Turbines”, *Wind Energy*, 5, pp. 261 – 279, 2002.
- [INV, 2003] WP Report, “Storage technology report, st6: flywheel” Investire Thematic Network, 2003.
- [JAU, 2001] L. Jaulin, M. Kieffer, O. Didrit, E. Walter, “Applied Interval Analysis”, Springer-Verlag, 2001.
- [HOF, 2002] R. Hoffmann, “A comparison of control concepts for wind turbines in terms of energy capture” These de doctorat de l’université de Darmstadt, 2002.
- [HAR, 1994] R. Harrison and G. Jenkins, “Cost Modelling of Horizontal Axis Wind Turbines”, (Phase2), ETSU W/34/00170/REP, University of Sunderland, 1994.

- [HAR, 1989] R. Harrison, G. Jenkins and R.J. Taylor, "Cost Modelling of Horizontal Axis Wind Turbines – Results and Conclusions", *Wind Engineering*, 13, 6, pp. 315 – 323, 1989.
- [HER, 2005] G.M. Joselin Herberta, S. Iniyamb, E. Sreevalsanc, S. Rajapandiand, "A review of wind energy technologies" *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2005.
- [HAU, 1996] E. Hau, R. Harrison, H. Snel, T.T. Cockerill, "Conceptual design and costs of large wind turbines", *European Union Wind Energy Conference*, Göteborg, Sweden, pp 128-131, 1996.
- [IEC, 1998] IEC. *Wind Turbine Generator Systems, Part 12: Power Performance Measurement Techniques*. International Standard, IEC 61400-12, 1998.
- [GTZ, 2001] Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ), "MDP dans le Cadre des Energies Renouvelables au Maroc", Octobre 2001, www.gtz.de.
- [GIA, 1997] R.E. Giachetti, R.E. Young, A. Roggatz, W. Eversheim, G. Perrone, "A Methodology for the Reduction of Imprecision in the Engineering Design Process", *European Journal of Operational Research*, 100, 2, pp. 277-292, 1997.
- [KER, 2002] C. Kerzreho, "Caractérisation et optimisation d'une batterie électromécanique sous chargement cyclique" Thèse de doctorat de l'ENS Cachan, 2002.
- [KUI, 1997] Van Kuik G.A.M., "25 years of wind turbine technology development", *European Wind Energy Conference*, Dublin Castle, Ireland, pp. 21-24, 1997.
- [KIR, 2001] C.T. Kiranoudis, N.G. Voros and Z. Maroulis, "Short-Cut Design of Wind Farms", *Energy Policy*, 29, pp. 567 – 578, 2001.
- [LEC, 2004] L. Leclercq, "Apport du stockage inertiel associé à des éoliennes dans un réseau électrique en vue d'assurer des services systèmes" Thèse du Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique de puissance de Lille (L2eP), 2004.
- [LAN, 1998] M. Landry, "L'aide à la décision comme support à la construction du sens dans l'organisation", *Systèmes d'information et management*, 3, 1, pp. 5-39, 1998.
- [LAR, 2000] A. Larson, "The Power Quality of Wind Turbines" Thesis for the degree of Doctor of Philosophy, Chalmers University of Technology, Sweden, 2000.
- [LUD, 2002] S. Lundberg, "Electrical limiting factors for wind energy installations in weak grids" *Renewable Energy*, 25, pp. 401–415, 2002.
- [LAR, 2000 b] A. Larsson, "The power quality of wind turbine generating systems and their interaction with the grid" rapport technique de Chalmers University of technology, N° 4R.
- [MUL, 1996] B. Multon, J.M. Peter, Le stockage de l'énergie électrique : moyens et application, *Revue 3E.I*, 6, pp. 59-64, 1996.
- [NAD, 2003] J.-P. Nadeau, "De l'analyse fonctionnelle à la créativité technique et à l'innovation", cours ENSAM, 2003.
- [NAK, 2003] A. Nakamura, "A Study of the Flywheel Capacity of the Power Compensator for the Wind Turbine Generator" *Electrical Engineering in Japan*, 143, 4, 2003.
- [OFT, 1994] OFTA, Observatoire Français des Techniques Avancées. "Logique floue", Titli A. , Foulloy L. (eds), série Arago (14), Editions Masson, 1994.

- [PET, 1998] H. Petersen, "Comparison of wind turbines based on power curve analysis" Report made for Danish Energy Agency's, 1998.
- [ROY, 1992] B. Roy, "Science de la décision ou Science de l'aide à la décision?", *Revue Internationale de Systémique*, 6, 5, pp. 497-529, 1992.
- [RUS] C. Rush and R. Roy, "Analysis of Cost Estimating Used Within a Concurrent Engineering Environment Throughout a Product Life Cycle", Department of Enterprise Integration, SIMS, Cranfield University.
- [SAL, 2005] M. Sallaou, J. Pailhes, J.-P. Nadeau, "Formulation d'une base de connaissance pour l'aide à la décision en conception", 4ème Conférence Internationale Conception et Production Intégrée, CPI 2005, Casablanca, 2005.
- [SAL, 2006] M. Sallaou, "Formalisation des connaissance en conception préliminaire" CONFERE, 2006.
- [SAN, 2001] Sandia, "Characteristics and Technologies for Long-vs. Short-Term Energy Storage" Sandia National Laboratories, 2001.
- [SAV 00] S.D. Savransky, "Engineering of creativity: Introduction to TRIZ Methodology of Inventive Problem Solving", CRC Press, Boca Raton, 2000.
- [SCA, 2004] D. Scaravetti, "Formalisation préalable d'un problème de conception, pour l'aide à la décision en conception préliminaire", Thèse de l'Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, 2004.
- [SCA, 2004] D. Scaravetti, J. Pailhes, J.-P. Nadeau, P. Sébastien, "Aided decision-making for an embodiment design problem", *Advances in Integrated Design and Manufacturing in Mechanical Engineering*, edited by Alan Bramley, Daniel Brissaud, Daniel Couellier and Chris McMahon, Kluwer Academic Press, 2004.
- [SCA, 2005] D. Scaravetti, J.-P. Nadeau, J. Pailhes, P. Sébastien, "Structuring of embodiment design problem based on the product lifecycle", *Int. J. Product Development Indersciences Ed.*, Genève, Suisse, , 2, 1/2, pp.47-70, 2005.
- [SCA, 2006] D. Scaravetti, P. Sébastien, J.-P. Nadeau, "Structuration d'un problème de conception préliminaire, formulation et résolution par satisfaction de contraintes, Ingénierie de la conception et cycle de vie du produit", Chapitre 7, *Traité IC2*, ISBN : 2-7462-1214-5, Hermès, Paris, 2006.
- [SIM, 1960] H.A. Simon, "The New Science of Management Decision", Harper Brothers, New York, 1960.
- [SPE, 1998] A. Spera, "Wind turbine technology" The American Society of Mechanical Engineers, 1998.
- [SPI, 2001] G. Spinnler, "Conception des machines: Principes et applications" Presses polytechniques et universitaires romandes, 2001.
- [TAN, 2000] J.O.G Tande, "Exploitation of wind-energy resources in proximity to weak electric grids" *Applied Energy*, 65, pp. 395-401, 2000.
- [TAN, 2002] J.O.G Tande, "Applying Power Quality Characteristics of Wind Turbines for Assessing Impact on Voltage Quality" *Wind Energy.*, 5, pp. 37-52, 2002.
- [TAN, 2003] J.O.G Tande, "Grid Integration of Wind Farms" *Wind Energy.*; 6, pp. 281-295, 2003.
- [TRO, 1989] I. Troen, E.L. Petersen, *European Wind Atlas*, RISO, 1989.

[VER, 2004] Y. Vernat, , "Formalisation et qualification de modèles par contraintes en conception architecturale", Thèse de l'École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, 2004.

[VOI, 1998] D. Voivontas, D. Assimacopoulos, A. Mourelatos J. Corominas, "Evaluation of renewable energy potential using a GIS decision support system", Renewable Energy, 13, 3, pp. 333-344, 1998.

[WEE, 2002] B.M. Weedy, B.J. Cory, "Electric power systems" fourth edition, John wiley & Sons, 2002.

[WIL, 1976] R.E Wilson, P.B.S. Lissaman, S.N. Walker, "Aerodynamic performance of wind turbines ", ERDA/NSF/04014-76/1, Washington, DC :U.S. Department of Energy, 1976.

[ZIM, 2001] Zimmer L., "Présentation du projet CO2", Journées S3P, Bayonne, 2001.

AIDE A LA DECISION POUR LA DEFINITION D'UN SYSTEME EOLIEN ADEQUATION AU SITE ET A UN RESEAU FAIBLE

Résumé :

Nous présentons une méthode d'aide à la décision pour la définition d'un système éolien qui prend en compte les composants du système, les spécificités du vent et du réseau de distribution proche du site. La démarche globale utilisée permet, par l'utilisation des outils de l'analyse fonctionnelle et par l'analyse des flux fonctionnels, de mettre en place des modèles utiles pour l'aide à la décision en définition préliminaire d'un système éolien. L'ensemble complet de solutions est déterminé par un moteur d'inférence CSP (Constraint Satisfaction Problem) qui recherche la satisfaction de toutes les contraintes. La capacité intrinsèque d'un modèle à produire une aide à la décision en conception préliminaire est estimée au travers des quatre caractéristiques suivantes : la parcimonie, l'exactitude, la précision et la spécialisation du modèle. Le modèle global intègre des connaissances issues du fabricant, du distributeur et de l'investisseur pour calculer les critères qui permettent de discriminer les alternatives de conception. Une alternative est définie par un site (vent et réseau) et une architecture du système éolien (7 variables de conception). Les critères, nécessaires à la prise de décision, calculés sont : le coût du kWh produit, la quantité de l'énergie produite, le coût total actualisé du projet.

Concernant la connexion au réseau, nous avons pris en compte les variations lentes de la tension et le phénomène de Flickers. Nous avons cherché, en premier lieu, à déterminer le taux maximal de pénétration de la production éolienne dans un réseau de distribution donné. En deuxième lieu, nous avons examiné deux alternatives de solution pour l'amélioration de l'intégration des systèmes éoliens dans les réseaux de distribution, c'est-à-dire l'intégration d'un système de contrôle de la puissance réactive et l'intégration d'un système de stockage inertiel. La solution de stockage inertiel malgré un avantage lié au service système semble être plus coûteuse que le contrôle de la puissance réactive pour cette application.

Nous avons montré l'intérêt de l'intégration des spécificités du site d'implantation dans le processus de prise de décision au travers d'une application sur trois sites différents (un site méditerranéen, et deux du nord de l'Europe). Les gains obtenus sur le coût du kWh sont importants pour les sites méditerranéens et la plupart des variables de conception influencent fortement ce coût. L'étude a également montré la possibilité d'adapter les choix technologiques au contexte du réseau dans le site. Le taux de pénétration peut être augmenté considérablement pour les sites dont le rapport X/R est grand en utilisant des systèmes à vitesse variable.

Mots clés : Systèmes éoliens, Spécificité du site, Réseau faible, aide à la décision, stockage inertiel, modélisation et programmation par contraintes..

DECISION SUPPORT FOR THE DEFINITION OF WIND TURBINE SYSTEMS ADEQUACY TO SITE SPECIFICITIES AND WEAK ELECTRICAL NETWORKS

Abstract :

A decision support system for the definition of wind turbine systems is developed by taking into account the wind and site characteristics, the wind turbine components and the electrical network properties close to the site. The approach is based on functional analysis, on the investigation of the functional fluxes and on the definition of a model suitable for supporting decision at the preliminary stages of wind turbine design. The complete set of solutions derived from the model is determined using a Constraint Satisfaction Problem solver. The intrinsic capability of the model to support decision is derived from the investigation of the model parsimony, precision, exactness and specialisation. The model takes into account performance criteria resulting from knowledge of manufacturers, distributors and investors. These criteria are used to discriminate design alternatives. Design alternatives correspond to choices of site (wind, electric network) and wind turbine architectures (related to 7 design variables). Performance criteria are the cost of electric kWh, the amount of energy being produced and the discounted total cost of the project.

Electric network connection to wind turbines is taken into account through slow variations of the voltage and Flickers phenomenon. First, the maximal rate of penetration of the wind turbine energy production is determined. Next, two design alternatives have been investigated to improve wind turbine system integration in electric distribution networks. These alternatives are a reactive power control system and an inertial energy storage system. Inertial storage systems seem to be more expensive than reactive power control systems for this type of application.

The influence of site specificities on decision making process has been established through three different sites (a Mediterranean site and two sites located in northern Europe). Profits relative to the cost of kWh appear to be high for Mediterranean sites. Most of the design variables defining wind turbine architectures have a great influence on this cost. Investigations corroborate the necessity to adapt technological choices to the requirements of electric distribution network. Penetration rates may be greatly improved for the sites characterized by high "X/R" ratios using variable speed systems.

Keywords: Wind turbine systems, sites specificities, weak electrical networks, decision support, inertial storage, modelling, constraint programming.