

Adéquation site et système éolien éléments d'aide à la décision par la modélisation par contraintes

Abdelaziz Arbaoui ^{1,2}, Jean Pierre Nadeau ¹ et Patrick Sébastian ¹

¹ TREFLE-ENSAM UMR CNRS 8508, Esplanade des Arts et Métiers, 33405 Talence France

² Département Génie Mécanique et Structures, ENSAM, Meknès, B.P. 4024, Meknès Ismaïlia Maroc

Résumé - Cette étude présente un outil d'aide à la décision dans le domaine des projets éoliens. Cet outil a pour objectif d'aider les différents acteurs à prendre des décisions sur des choix inhérents à leurs activités dans le domaine éolien, il sera utilisé pour : (1) l'étude de la viabilité des gisements et à la définition architecturale des systèmes éoliens adaptés, (2) la comparaison entre les machines standard, (3) l'élaboration des scénarios d'approvisionnement en énergie éolienne dans une région donnée. Les modèles utilisés prennent en compte les coûts du projet et les caractéristiques du site. Ils intègrent des connaissances d'ingénierie (techniques, financières et environnementales). L'outil utilise une technique de modélisation par contraintes associée à un solveur CSP (CSP numériques, arithmétique des intervalles). Il génère ainsi des solutions et effectue automatiquement le dimensionnement, le choix des composants ou le calcul des coûts liés à un projet éolien. Les informations, nécessaires à la prise de décision, produites par l'outil sont : le coût du kWh produit, la quantité de l'énergie produite, le coût total actualisé du projet et les paramètres qui définissent l'architecture du système éolien. L'outil présenté a montré sa capacité à mettre en œuvre la modélisation par contraintes et son utilité pour produire une expertise pour les différents acteurs au travers une application sur trois sites différents (un site méditerranéen, et deux du nord de l'Europe). Des perspectives d'amélioration de l'ensemble des performances de l'outil sont définies.

Abstract - This study presents a decision-support tool in the field of wind energy projects. The function of this tool is to assist the various actors in making decisions about choices inherent to their activities in the field of wind energy. It will be thus used to: (1) study the viability of energy sources and define the architecture of appropriate wind energy systems, (2) make comparisons to standard machines, (3) develop scenarios for wind energy supply in a given area. Project costs and site characteristics are taken into account in the models used. Such models are mainly based on engineering (technology, finance and environment) knowledge. The present tool uses a constraint-modelling technique in combination with a CSP solver (numerical CSPs, based on interval arithmetic). In this way, it generates solutions and automatically performs the dimensioning, component selection or costing of a given wind energy project. The data generated by the tool and required for decision making are: the cost of the kWh produced, the amount of energy produced, the total updated cost of the project and the parameters defining the architecture of the wind energy system. When applied to three different sites, the present tool proved both its ability to implement constraint modelling and its usefulness to the various actors in conducting an appraisal. Prospects are defined for improving the overall performance of the tool.

Mots clés: Aide à la décision - Systèmes éoliens - Gisements éoliens - Modélisation des coûts - Modélisation par contraintes - Problèmes de satisfaction de contraintes.

1. INTRODUCTION

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. Les gouvernements et sociétés civiles sont intéressés par le développement

durable au travers d'une large intégration de l'énergie éolienne dans les systèmes de production de l'énergie électrique. Les distributeurs s'intéressent à la viabilité du système, au coût et à la qualité de l'énergie produite. Les investisseurs voient le profit qui peut être réalisé, tandis que les concepteurs, les fabricants et les maîtres d'œuvre définissent l'architecture du système et son adéquation au site d'installation [1].

Comme tout projet, un 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 [3]. Les enjeux économiques et politiques incitent chaque partie à argumenter leur démarche décisionnelle et à rechercher des moyens et des outils d'aide à la décision [14].

Plusieurs outils et logiciels dédiés aux systèmes éoliens ont été réalisés. 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 utilisent des connaissances qui sont du domaine des maîtres d'œuvre et des fabricants. Ils ne sont pas conçus pour aider à la décision pendant la phase d'études préliminaires [2, 4].

Les acteurs principaux qui sont impliqués dans le processus de prise de décision pendant la phase d'étude préliminaire sont le gouvernement, les investisseurs, les distributeurs et les exploitants. Pour prendre une décision, ces quatre acteurs, doivent faire appel à des connaissances qui sont extérieures à leurs organisations [5]. Ces connaissances existent principalement chez le maître d'œuvre, le fabricant, l'exploitant et le scientifique et, pour être utilisables dans le processus de décision préliminaire, elles sont traduites 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 [5].

Nos travaux visent 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. Ils veulent garder à l'échelle de la décision économique la pertinence des connaissances physiques et d'ingénierie.

La figure 1 représente un processus de prise de décision qui se déroule en trois phases : intelligence, conception, et choix. Cette approche 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; elle évolue au fur et à mesure du processus de décision [4].

Cet outil a pour objectif d'aider les différents acteurs à prendre des décisions sur des choix inhérents à leurs activités dans le domaine éolien. L'outil peut être utilisé en particulier pour :

- L'étude de la viabilité des gisements et à la définition architecturale des systèmes éoliens adaptés,
- La comparaison entre les machines standard,
- L'élaboration des scénarios d'approvisionnement en énergie éolienne dans une région donnée.

Pour atteindre cet objectif nous avons mis en œuvre une démarche de conception architecturale (Embodiment Design), dite "Conception Inversée Intégrée" (CII) [6], basée sur trois étapes (Fig. 2) : analyse et structuration du problème de conception, modélisation et formulation par contraintes, et traitement numérique du problème de satisfaction de contraintes (solveur CSP numériques, basées sur l'arithmétique des intervalles).

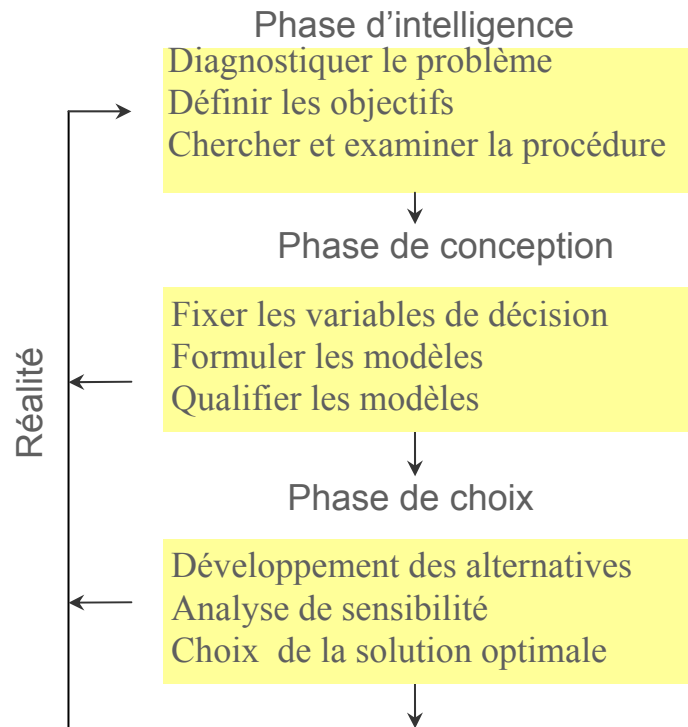


Fig. 1: Approche globale du processus de conception d'après Simons [4]

Dans le contexte de cette démarche, le processus de prise de décision consiste à identifier, formuler et à satisfaire un ensemble de contraintes, celles-ci définissent le problème de décision:

$$P = (V, D, C)$$

Où V est l'ensemble de variables de décision et de définition, D est l'ensemble des domaines de valeurs de chaque variable et C l'ensemble des contraintes liant les variables entre elles. Les domaines de valeurs peuvent être, indifféremment, continus ou discrets. Ainsi les variables peuvent prendre des valeurs réelles, intervalles, booléennes ou énumérées. Les contraintes, quant à elles, relient les variables du problème. Ce sont des relations analytiques, à savoir des égalités ou des inégalités, des relations logiques, ou des relations discrètes (catalogues).

Pour faciliter l'interaction entre les modèles et les décideurs, cette technique utilise une méthode d'exploration complète de l'espace des solutions, nécessaire dans un 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 de l'optimisation, 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 pertinente du problème [1].

La technique utilisée permet également de dissocier complètement la résolution du problème de décision du modèle qu'il utilise, d'intégrer les contraintes du cahier des charges directement dans le modèle, de faciliter la capitalisation des connaissances pendant la phase d'études préliminaires et d'accélérer le processus de prise de décision [6].

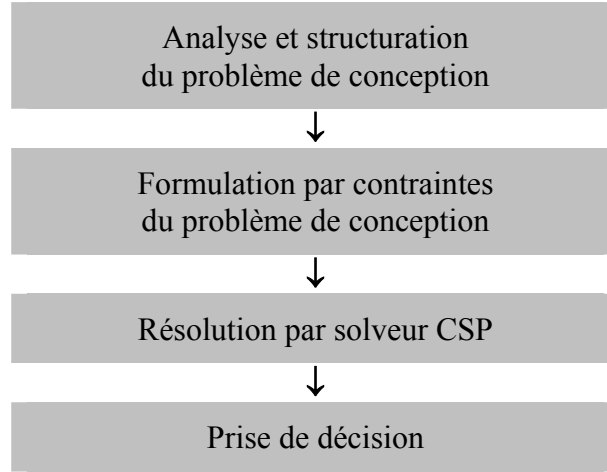


Fig. 2: Démarche utilisée [6]

2. DEFINITION D'UN SYSTEME EOLIEN ADAPTE A UN SITE DONNE

2.1 Analyse et structuration et formulation par contraintes

Les informations, nécessaires à la prise de décision, produites par l'outil sont définies comme suit :

- Variables de décision : le coût du kWh produit, la quantité de l'énergie produite, le coût total actualisé du projet.
- Variables de définition : les paramètres qui définissent l'architecture du système éolien (P_n , H_{hub} , D , V_{des} , p et Type de contrôle).

Dans le modèle utilisé, le coût du kWh produit est égal au rapport du coût total actualisé du projet C_{ta} sur l'énergie électrique produite E_{pa} ,

$$C_{ep} = \frac{C_{ta}}{E_{ap}} \quad (1)$$

Le coût total actualisé est donné par la relation :

$$C_{ta} = a C_{it} + C_{am} \quad (2)$$

Le facteur d'actualisation a défini par :

$$a = \frac{r}{1 - (1 + r)^{-n}} \quad (3)$$

Les coûts liés à la maintenance C_{am} sont pris égaux à 2.5 % du coût d'investissement total [2, 7].

Les coûts liés à l'investissement total sont répartis tout au long du cycle de vie du système éolien avant la phase de production. Ce coût est défini par la somme du coût du système (une éolienne connectée au réseau), des coûts du chantier et des coûts divers (d'études, etc.).

$$C_{it} = C_E + C_c + C_d \quad (4)$$

A ce stade de définition du problème, il suffit de générer les contraintes liées à ces trois coûts et ceux liées à la quantité d'énergie produite pour commencer la phase de résolution.

Pour générer les contraintes liées à la quantité d'énergie produite et au coût de l'éolienne, nous avons utilisé des organigrammes techniques [1, 8]. La figure 3 montre l'organigramme technique pour un système 'stall'. Sur cet organigramme, on retrouve les variables qui interviennent dans le modèle de calcul de la quantité d'énergie produite. Dans ces contraintes, 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 $W_{\max}$. Les paramètres k , c et α sont utilisés pour calculer l'énergie produite par an, tandis que $W_{\max}$ intervient dans le dimensionnement de certains composants du système. Le système éolien est caractérisé par un ensemble de paramètres qui définissent son architecture (le nombre de pales, le diamètre du rotor, la hauteur du moyeu, la puissance nominale, la vitesse de fonctionnement optimale, le coefficient efficacité et le type de contrôle).

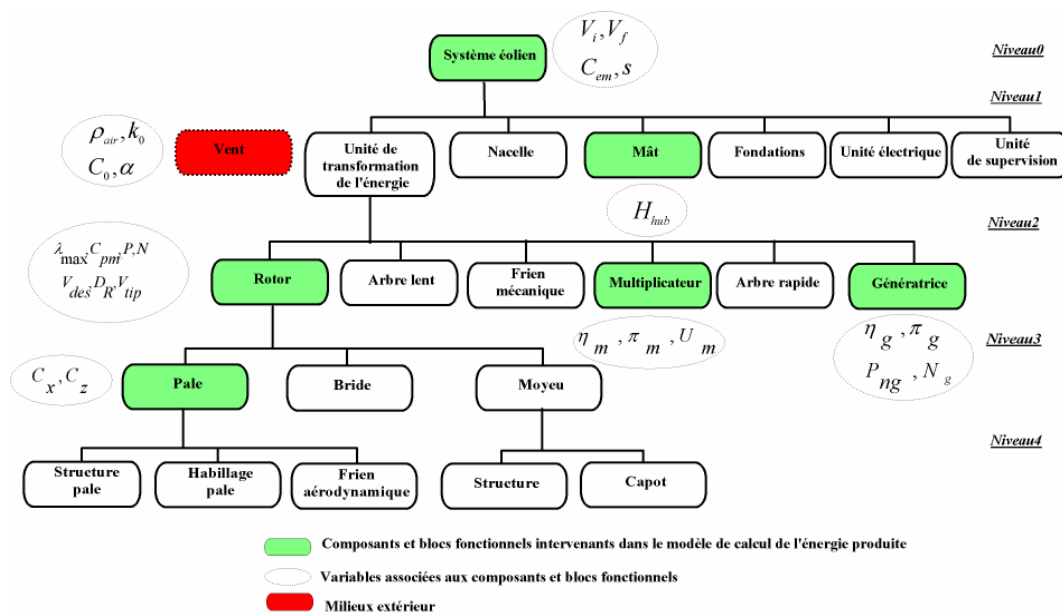


Fig. 3: Exemple d'organigramme technique, milieu extérieur pertinent et variables associées

2.2 Modèle de coût de l'éolienne

Le modèle du coût de l'éolienne pose des difficultés particulières. En effet, les éoliennes 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 [9]. Pratiquement, les conséquences d'un choix sont souvent difficiles à anticiper et à quantifier. Ces difficultés peuvent entraîner un mauvais choix de machine standard et conduisent à omettre le gain qui pourra être garanti par une définition adaptée au site.

L'outil actuel prend en compte les systèmes suivants : 'stall' à vitesse constante, 'pitch' à vitesse constante, et 'pitch' à vitesse variable. Le modèle proposé couvre les aspects de conception et de fabrication de ces systèmes. Le coût de l'éolienne est calculé à partir des modèles de masses établis en utilisant des règles d'estimations d'ingénierie issues des règles de dimensionnement [10, 12]. C'est le cas du rotor, de la transmission, de la nacelle et de la tour. Pour la génératrice et l'équipement électriques associés, le coût est lié à la puissance

nominale. L'ensemble des modèles sont pondérés (coûts spécifiques) pour retrouver les coûts du marché éolien [2].

Pour illustrer le principe des modèles de masses nous choisis de présenter, ici, le modèle de la masse de la structure de la pale. Le dimensionnement de ce composant est effectué en considérant les efforts de fatigue créés par les rafales du vent. Sa masse est calculée par la relation ci-dessous:

$$M_{SP} = F_{Fol} F_{cc} F_{cr} \rho V_{des}^2 \lambda_{max}^2 \left(\frac{1 + e_r}{e_r} \right) \left(\frac{\rho_{SP}}{\sigma_{SP}} \right) p \left(\frac{D}{2} \right)^3 \quad (5)$$

Les facteurs F_{cc} et F_{cr} sont évalués à partir des données expérimentales [10, 11].

Pour le coût de l'éolienne, d'autres contraintes relatives à la sécurité et aux facteurs environnementaux sont prises en compte. Ces contraintes concernent deux inégalités qui limitent le diamètre du rotor par rapport à la hauteur du mât et limitent la vitesse du rotor.

Pour prendre en compte les problèmes de sécurité, la distance entre le bout de pale et le sol doit être supérieure ou égale à 15 m :

$$\frac{D}{2} + 15 \leq H_{hub} \quad (6)$$

Pour limiter le bruit aérodynamique émit par le rotor, la vitesse linéaire en bout de pale ne doit pas dépasser 80 m/s:

$$V_{tip} = \frac{\pi N D}{60} \leq 80 \quad (7)$$

2.3 Modèle de calcul de la quantité d'énergie produite

La quantité d'électricité calculée dépend de l'énergie disponible sur le site au niveau du mât, de la vitesse et les caractéristiques géométriques du rotor, du rendement du train de puissance, et des vitesses de démarrage et d'arrêt de l'éolienne.

Le vent dans le site est défini par la distribution de Weibull :

$$f(V) = \left(\frac{k}{V} \right) \cdot \left(\frac{V}{c} \right)^k e^{\left(-\frac{V}{c} \right)} \quad (8)$$

Le paramètre d'échelle c caractérise la vitesse moyenne du vent, tandis que le paramètre de forme k caractérise la répartition du vent, il varie en fonction de la hauteur Z :

$$k = k_0 + 0.03Z + 0.02 \quad (9)$$

avec: k_0 : paramètre de forme à la hauteur de mesure du vent Z_0 .

Le gradient vertical de la vitesse est pris en compte par l'introduction de la loi de puissance:

$$\frac{c}{c_0} = \left(\frac{Z}{Z_0} \right)^\alpha \quad (10)$$

avec: c , c_0 : paramètres d'échelle aux hauteurs Z et Z_0 . et l'exposant α considéré constant.

La puissance récupérée par une éolienne est :

$$P = \frac{1}{2} \rho C_e A V^3 \quad (11)$$

Le facteur d'efficacité dépend de la vitesse du vent et de l'architecture du système [4] :

$$C_e = C_{em} \exp \left[-\frac{(\ln V - \ln V_{des})^2}{2 (\ln s)^2} \right] \quad (12)$$

Dans cette expression, le système est caractérisé par son facteur d'efficacité maximale C_{em} , sa vitesse de fonctionnement optimale V_{des} , et le paramètre s qui définit la plage de fonctionnement du système.

Le facteur C_e est calculé à partir des performances de l'unité de transformation de l'énergie:

$$C_e = C_p \cdot \eta_m \cdot \eta_g \quad (13)$$

Le calcul de la valeur maximale de C_p est effectué par une relation analytique [13] :

$$C_{P_{max}} = 0.593 \left[\frac{\lambda_{max} p^{0.67}}{1.48 + (p^{0.67} - 0.04) \lambda_{max} + 0.0025 \lambda_{max}^2} - \frac{1.92 \lambda_{max}^2 p}{1 + 2 \lambda_{max} p} \cdot \frac{C_x}{C_z} \right] \quad (14)$$

$$\text{avec } \lambda_{max} = \frac{\omega_R R_R}{V_{des}} \quad (15)$$

Le rendement du multiplicateur est donné par :

$$\eta_m = 1 - \left[(1 - \pi_m) \left(\frac{P_n}{P} + 3 \right) / 4 \right] \quad (16)$$

$$\text{avec } \pi_m = 0.89 P_n^{0.012} \quad (17)$$

Le rendement de la génératrice est donné par :

$$\eta_g = 1 - \left[(1 - \pi_g) \left(5 \left(\frac{P \eta_m}{P_{ng}} \right)^2 + 1 \right) \left(\frac{P_{ng}}{6 \eta_m P} \right) \right] \quad (18)$$

$$\text{avec } \pi_g = 0.87 P_n^{0.014} \quad (19)$$

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 :

$$E_{ap} = \frac{8.760 \times \rho}{2} \times A \times \sum_{V_i}^{V_f} f(V) C_e \Delta V \quad (20)$$

2.4 Modèles des coûts divers et de chantier

Les coûts du chantier C_c correspondent à l'installation, à l'acquisition du terrain, au transport, aux fondations et à la connexion au réseau. Les coûts divers C_d correspondent aux coûts financiers et à l'assurance, et à des coûts de gestion et d'études. Ces coûts sont estimés en utilisant des contraintes sous forme de relations paramétriques déduite des données provenant de la société Nordex. Ils sont exprimés en interpolant les données par des fonctions paramétrées, par le diamètre du rotor ou par la puissance nominale [2, 7].

3. EXEMPLE D'UTILISATION DE L'OUTIL

3.1 Données du problème

Dans cet exemple les acteurs veulent s'informer sur les opportunités offertes par trois projets éoliens situés dans trois régions différentes. Les caractéristiques des trois gisements repérés sont données dans le tableau 1.

Tableau 1: Caractéristiques des sites étudiés

Gisement	Site 1	Site 2	Site 3
Z_0	30	30	30
k_0	2	2	1.4
c_0	8	8	10
α	0.12	0.2	0.12

Tableau 2: Domaine de variation des variables de définition

Variables de définition	Domaines de variation
P	2 ou 3
D_R (m)	[20, 80]
H_{hub} (m)	[30, 95]
N (tr/min)	[15, 65]
V_{des} (m/s)	[6, 15]
P_n (kW)	[300, 2000]
Type de contrôle	'stall' à vitesse constante (SVC) 'pitch' à vitesse constante (PVC) 'pitch' à vitesse variable (PVV)

Un accord préalable sur les conditions de financement précise que le projet a une durée de vie économique de 20 ans et que le taux d'actualisation $r = 8 \%$.

La recherche des solutions économiquement viables est faite en introduisant, dans le modèle, une contrainte supplémentaire qui précise que le coût de l'énergie produite doit être inférieure au coût de référence :

$$C_{ep} \leq C_{ref} \quad (21)$$

Les variables de définition de l'éolienne et leurs domaines de variation sont donnés dans le tableau 2.

3.2 Résolution et discussion

Les solutions optimisées (vis-à-vis du coût de l'énergie) sont représentées dans le tableau 3. Les variables de décision sont exprimées en pourcentage par rapport aux valeurs obtenues par nos modèles pour une machine standard implantée dans le site 1.

Cette éolienne est définie par :

$$P_n = 600 \text{ kW}, H_{\text{hub}} = 50 \text{ m}, D = 43 \text{ m}, N = 27 \text{ tr/min}, \\ V_{\text{des}} = 8 \text{ m/s}, p = 3, \text{ et Type de contrôle} = \text{SVC}.$$

On constate que le coût de l'énergie est globalement réduit pour toutes les éoliennes optimisées et qu'une éolienne optimisée 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 l'éolienne standard et l'éolienne optimisée sur le site 1 montre que cette éolienne est déjà bien adaptée à ce type de site. Par contre, l'écart est plus important sur les sites 2 et 3 et indique que la machine standard convient moins bien et qu'une redéfinition en adéquation avec les sites est nécessaire.

Tableau 3: Comparaison des performances des éoliennes optimisées pour chaque site avec ceux de l'éolienne standard implanté dans le site 1

Eoliennes	Variables de décision			Variables de définition						
	C_{ep}	C_{ta}	E_{ap}	P_n	H_{hub}	D_R	N	V_{des}	p	Type de contrôle
	(%)	(%)	(%)	(kW)	(m)	(m)	(tr/mn)	(m/s)		
Optimisée Site 1	85	132	151	1400	40	50	30	9.4	2	PVV
Optimisée Site 2	79	142	178	1500	50	50	30	9.5	2	PVV
Optimisée Site 3	53	88	165	1300	35	40	35	10.2	2	PVV

Le coût de l'énergie dans le site 2 est moins élevé par rapport à celui au site 1 (21 % contre 15 %); 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 [11].

Le site 3 est un site méditerranéen (caractérisé comme étant un site où k est faible et c est fort, c'est-à-dire un site à fort potentiel éolien). Sur ce site la quantité d'énergie produite est plus grande et les coûts (coût de l'énergie et le coût total actualisé) sont réduits considérablement. Afin de bien caractériser les systèmes éoliens adaptés à ce site, nous avons représenté, sur le tableau 4, la comparaison des quatre meilleures solutions obtenues pour ce site avec l'éolienne standard.

On remarque que toutes les solutions obtenues sont des éoliennes 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.

Tableau 4: Comparaison des performances des quatre meilleures solutions avec l'éolienne standard pour le site 3

Solution	Variables de décision			Variables de définition						
	C_{ep} (%)	C_{ta} (%)	E_{ap} (%)	P_n (kW)	H_{hub} (m)	D_R (m)	N (tr/mn)	V_{des} (m/s)	p	Type de contrôle
1	62.6	84	135	1300	35	40	35	10.4	2	PVV
2	62.7	47.8	76.5	800	30	30	50	11	2	PVV
3	63	82.1	130	1200	35	40	35	10.2	2	PVV
4	63.7	80	125	1100	35	40	35	9.9	2	PVV

La comparaison entre les solutions 1 et 2, montre qu'un accroissement de la vitesse de rotation et une réduction du diamètre, semble orienter les solutions vers une réduction de la taille du multiplicateur dont le coût est relativement important, induisant, ainsi, un allègement de la nacelle (Tableau 5).

Tableau 5: Comparaison de coûts des composants du système (exprimés en % du coût total actualisé du projet) avec ceux de l'éolienne standard dans le site 3

Solution	Coûts des composants du système en % du coût total actualisé du projet				
	Mât	Multiplicateur	Nacelle	Rotor	Génératrice
Standard	25.8	6.6	3.9	17.1	4.2
1	14.8	8.2	4.1	12.4	11
2	13.9	5.8	3.3	10.1	11.9
3	15.1	7.7	4.2	12.5	10.4
4	15.6	7.3	4.22	12.7	9.8

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 (Fig. 4).

Toutes les solutions obtenues sont aussi des systèmes bipales avec une régulation 'pitch' à vitesse variable. Pour éclairer cet aspect, nous réalisons une étude de sensibilité pour montrer l'influence des choix technologiques sur les performances de l'éolienne optimisée pour le site 3.

Le tableau 6 montre les performances des solutions optimisées tripale, 'stall' à vitesse constante, et pitch à vitesse constante avec l'éolienne optimisée (solution 1 - Tableau 4).

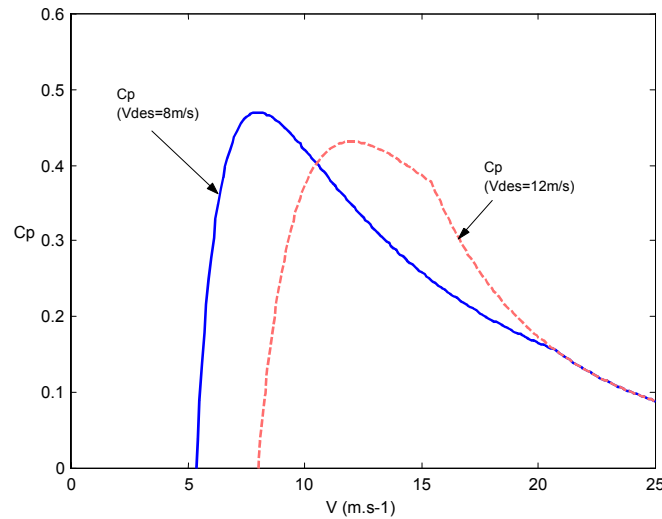


Fig. 4: Influence du paramètre V_{des} sur le facteur de puissance du système

On remarque que ces solutions possèdent pratiquement tous les paramètres identiques à ceux de la solution 2 (Tableau 4) ce qui peut indiquer que le choix technologique n'est pas primordial. En effet l'éolienne tripale produit plus d'énergie mais ce gain de production ne rattrape pas son coût supérieur et le coût du kWh produit est légèrement supérieur à celui de la bipale. Pour cette raison, les performances de l'éolienne bipale dominent tous les résultats obtenus sur le site choisi. L'optimisation de l'éolienne avec une régulation 'stall' donne un coût légèrement plus faible que celle avec une régulation 'pitch' à vitesse constante pour des paramètres de définition identiques; ceci est dû au surcoût entraîné par le mécanisme de régulation qui est plus cher que le frein aérodynamique utilisé dans le cas 'stall'.

Tableau 6: Influence de choix technologique

Solution	Variables de décision				Variables de définition					
	C_{ep} (%)	C_{ta} (%)	E_{ap} (%)	P_n (kW)	H_{hub} (m)	D (m)	N (tr/mn)	V_{des} (m/s)	p	Type de contrôle
Optimisée SVC	103	58.4	57	800	30	30	50	11	2	SVC
Optimisée PVC	104	58.8	57	800	30	30	50	11	2	PVC
Optimisée P = 3	106	60.4	58	800	30	30	50	10.6	2	PVV

4. CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES

Nos travaux visent mettre à la disposition des différents décideurs du milieu éolien un outil d'aide à la décision permettant de prendre en compte les phénomènes physiques mis en jeu dans le fonctionnement réel des systèmes éoliens. Ils veulent garder à l'échelle de la décision économique la pertinence des connaissances physiques et d'ingénierie.

L'outil présenté intègre, essentiellement, des connaissances d'ingénieurs (techniques, financières et environnementales). Il utilise une technique de modélisation par contraintes associée à une méthode de résolution issue de l'intelligence artificielle (CSP numériques). Il génère ainsi des solutions et opèrent automatiquement le choix de l'architecture (le

dimensionnement, le choix des composants) ou le calcul des coûts liés à un projet éolien (coût du kWh produit, d'investissement, etc.). Cette étude a montré l'intérêt de l'intégration des spécificités du site d'implantation dans le processus de prise de décision. Cet intérêt est montré au travers de différentes applications. 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 site.

Notre démarche a montré sa capacité à mettre en œuvre la modélisation par contraintes et permet de produire une expertise destinée aux différents acteurs au travers d'une application sur trois sites différents (un site méditerranéen, et deux du nord de l'Europe). Cependant, dans sa version actuelle, il n'est pas encore validé pour être utilisé dans la négociation du prix de vente de l'électricité produite. A cette fin, nous développons actuellement :

- pour le modèle du coût de l'éolienne, une intégration des nouvelles données du marché éolien. Il faut introduire de nouveaux concepts comme le contrôle 'stall actif' et le mât en charpente métallique,
- pour le modèle du calcul de la quantité d'énergie produite par le système, il faut introduire d'autres facteurs qui relèvent de la stratégie de contrôle, des aspects planifiés ou non planifiés de la maintenance, et des autres caractéristiques du site comme la turbulence et la distance au réseau,
- pour les coûts du chantier, nous devons introduire des données et des modèles pertinents de la géographie du site; l'intégration d'un SIG (système d'information géographique) et des modèles adéquats permettront d'avoir des données plus précises sur les 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.

Ces recommandations doivent être suivies d'une analyse des risques liés à une telle démarche d'estimation du coût de kWh produit. Cette analyse permettra de développer un processus systématique d'évaluation de l'incertitude et des risques liés à l'estimation du coût total d'un projet éolien.

Cette étude a été réalisée en partie dans le cadre du projet français CO2 (Réseau National des Technologies Logicielles 'CONception par CONtraintes').

NOMENCLATURE

A : Surface balayée par le rotor (m^2)	V : Vitesse du vent (m/s)
C_{am} : Coût annuel de maintenance (Euros)	V_{des} : Vitesse optimale de fonctionnement (m/s)
C_e : Facteur d'efficacité du système	V_f : Vitesse de déconnexion du réseau (m/s)
C_{em} : Facteur d'efficacité maximal du Système	V_i : Vitesse de connexion au réseau (m/s)
C_{ep} : Coût de l'électricité produite (Euros/kWh)	V_{max} : Vitesse maximale du vent (m/s)
C_{it} : Coût d'investissement total (Euros)	V_{tip} : Vitesse en bout de pale (m/s)
C_{ref} : Coût de référence	a : Facteur d'actualisation
C_p : Coefficient de puissance du rotor	c : Paramètre d'échelle de la distribution de Weibull (m/s)

C_{pm} : Coefficient de puissance maximum	e_r : Rapport entre l'épaisseur de la section d'un profil et sa corde
C_{ta} : Coût total actualisé du projet (Euros)	f : Densité de probabilité de la distribution de Weibull
C_X : Coefficient de traînée du profil de Pale	k : Paramètre de forme de la distribution de Weibull
C_Z : Coefficient de portance du profil de Pale	n : Durée de vie économique du projet
D_R : Diamètre du rotor	p : Nombre de pales
E_{ap} : Energie électrique annuelle produite par l'éolienne (kWh/an)	r : Taux d'actualisation
F_{cc} : Facteur lié aux charges cycliques	λ_{max} : Vitesse spécifique du rotor à coefficient de puissance maximum
F_{cr} : Facteur lié au contrôle du rotor	ρ : Masse volumique de l'air (kg/m^3)
F_{Fol} : Facteur universel de Follings	η_m : Rendement du multiplicateur
H_{hub} : Hauteur au moyeu (m)	η_g : Rendement de la génératrice
M_{SP} : Masse (kg)	π_g : Facteur d'efficacité de la Génératrice
N : Vitesse de rotation du rotor (tr/min)	π_m : Facteur d'efficacité du Multiplicateur
P_n : Puissance du système (kW)	ρ_{SP} : Masse volumique de la structure des pales ($kg.m^{-3}$)
P_{ng} : Puissance nominale de la génératrice (kW)	σ_{SP} : Contrainte admissible de la structure des pales (Pa)
U_m : Facteur de multiplication	

REFERENCES

- [1] A. Arbaoui, J.P. Nadeau, S. Sébastien, L. Bchir et A. Brakez, "Aide à la Décision pour la Définition d'un Système Eolien Adapté à un Site Donné", Congrès International CPI 2003, Meknès, France, 22-24 Octobre 2003.
- [2] T. Diveux, "Implantation d'un Système Eolien, Optimisation par Algorithmes Génétiques", Thèse de Doctorat, ENSAM, 2000.
- [3] Afitep, "Le management de Projet - Principes et Pratique", 2^{ème} Edition, AFNOR, 1998.
- [4] C.T. Kiranoudis, N.G. Voros and Z. Maroulis, "Short-Cut Design of Wind Farms", Energy Policy, 29, pp. 567 – 578, 2001.
- [5] 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.
- [6] X. Ficher, J.P. Nadeau et P. Sebastian, "Conception Inversée Intégrée : Prédimensionnement de Produits par Satisfaction de Contraintes", Mécanique et Industrie, Vol. 3, N°6, pp. 593 – 605, 2002.
- [7] 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.

- [8] D. Scaravetti, J.P. Nadeau and P. Sébastien, “*Structured Function and Constraints Formulation for an Enhanced Embodiment Design*”, International CIRP Design Seminar, Grenoble, France, 12-14 May 2003.
- [9] 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, Vol. 5, pp. 261 – 279, 2002.
- [10] R. Harrison and G. Jenkins, “*Cost Modelling of Horizontal Axis Wind Turbines*”, (Phase 2), ETSU W/34/00170/REP, University of Sunderland, 1994.
- [11] R. Harrison, G. Jenkins and R.J. Taylor, “*Cost Modelling of Horizontal Axis Wind Turbines – Results and Conclusions*”, Wind Engineering, Vol. 13, N°6, pp. 315 – 323, 1989.
- [12] 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.
- [13] R.E. Wilson, P.B.S. Lissaman and S.N. Walker, “*Aerodynamic Performance of Wind Turbines*”, ERDA/NSF/04014-76/1, Washington, DC, 1976.
- [14] Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ), “*MDP dans le Cadre des Energies Renouvelables au Maroc*”, www.gtz.de/climate.