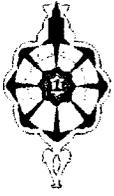


MS/534.6-10/01



République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la
Recherche Scientifique



Université Abou-Bakr BELKAID de Tlemcen

Faculté des Sciences

Département de Physique

Inscrit Sous le N°:
Date le: 13 JAN. 2015
Code: 562

Unité de Recherche « *Matériaux et Energies Renouvelables* »

Mémoire de Fin d'Etude

Pour l'obtention du Diplôme de Master

En Physique Energétique et Matériaux

Sur le Thème

Inscrit Sous le N°:
Date le: 03 JUN 2012
Code: 75/38

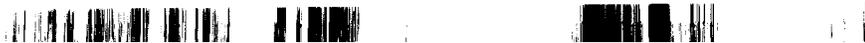
**DIMENSIONNEMENT D'UN SYSTEME DE POMPAGE EOLIEN D'EAU
POTABLE POUR LES SITES DE TLEMCEM ET D'ADRAR**

Présentée par : *M^{lle} CHADEL Meriem*

Soutenue en Juin 2012 devant le Jury composé de :

Président :	Mr. B. BENYOUCEF	Professeur, Université de Tlemcen
Encadreur :	Mr. L. MERAD	Maître de Conférence, Université de Tlemcen
Examineurs :	Mme. N. GHELLAI	Professeur, Université de Tlemcen
	Mr. T. BAGHDADLI	Maître de Conférence, Université de Tlemcen
	Mme. S. BENSMAINE	Maître de Conférence, Université de Tlemcen

Année Universitaire 2011-2012



NOMENCLATURE

SYMBOLES LATIN

- a.d.s : au dessus de sol ;
C : Facteur d'échelle (m/s) ;
C_x : Coefficient de traînée (-);
C_z : Coefficient de portance (-);
D : Diamètre spécifique de la pompe (m);
D_r : Diamètre du rotor de l'éolienne (m) ;
F_p : Facteur de puissance (-);
F_x : Force de traînée (N) ;
F_z : Force de portance (N) ;
f(V) : Fonction de la distribution de la vitesse du vent ;
G : Rapport de vitesse de rotation (-);
g : Intensité moyenne de pesanteur (9.81 m/s²) ;
h : Hauteur (m) ;
H_m : Hauteur manométrique totale (m) ;
h₀ : Hauteur initial pour V₀ (m) ;
k : Facteur de forme (-) ;
m : Masse (kg) ;
N_{pv} : Vitesse de rotation de la pompe (m/s) ;
N_{pm} : Vitesse maximale de rotation de la pompe (m/s) ;
P : puissance (Watt) ;
 \bar{P} : Puissance moyenne récupérable (Watt) ;
P_c : Pression (Bar) ;
P_d : Puissance moyenne disponible (Watt) ;
P_n : Puissance nominale (Watt) ;
P_p : Puissance consomme la pompe (Watt) ;
P(V) : Fonction de la puissance de l'éolienne ;
Q : Débit moyen (m³/s) ;
Q_m : Débit maximal (m³/s);
q(V) : Débit en fonction de la vitesse du vent;
S : Surface (m²) ;
t : Période donnée (s) ;
T : Température (°C) ;



V : Vitesse du vent (m/s) ;

\bar{V} : Vitesse du vent moyenne (m/s) ;

V_d : Vitesse de démarrage (m/s) ;

V_n : Vitesse nominale (m/s) ;

V_m : Vitesse maximale (m/s) ;

V_o : Vitesse du vent optimal (m/s) ;

$\langle V^3 \rangle$: Vitesse cubique moyenne du vent (m/s) ;

SYMBOLES GRECS

α : Coefficient de friction ;

Γ : Fonction GAMMA ;

λ : Paramètre de vitesse ;

ρ : Densité de l'air [1.225 kg/m³] ;

ρ_e : Masse volumique de l'eau [1000 kg/m³] ;

η_{ar} : Rendement de l'éolienne ;

η : Rendement global du système (éolien et pompe) ;

LISTE DES FIGURES

Figure I. 1: Répartition de vitesse du vent en fonction du relief rencontré et de l'altitude	6
Figure I. 2: Courbe vitesse-durée ; I- vitesse moyenne annuelle 3m/s ; II-vitesse moyenne annuelle 5m/s	7
Figure I. 3: Fonction de densité de probabilité de Weibull pour différentes valeurs du facteur de forme K, C = 7,2 m/s. .8	8
Figure I. 4: Fonction de densité de probabilité de Rayleigh pour différentes valeurs du paramètre d'échelle C, pour k=2 ...9	9
Figure I. 5: Aérogénérateur.	10
Figure I. 6: Moulin traditionnel.....	11
Figure I. 7: Portance et Traînée sur un profil d'aile en mouvement.	12
Figure I. 8: Capteur a axe horizontale : définition des vitesses.	13
Figure I. 9: Coefficients de puissance Cp, de couple Cm et de poussée axiale Cf en fonction du paramètre de vitesse pour des éoliennes à axe horizontal.	15
Figure I. 10: Caractéristique d'une pale d'éolienne.....	15
Figure I. 11: Évolution des profils le long d'une pale quelconque.	17
Figure I. 12: Eolienne lente.	18
Figure I. 13: Éoliennes rapide.	19
Figure I. 14: Rotor SAVONIUS.	20
Figure I. 15: Coefficients de puissance Cp et de couple Cm en fonction du paramètre de vitesse λ dans le cas du rotor de Savonius.....	20
Figure I. 16: Rotor de Darrieus : différentes formes adoptées pour les surfaces décrites par les pales.	21
Figure I. 17: Coefficient de puissance en fonction de la vitesse normalisée λ pour différents types de turbines	22
Figure I. 18: Atlas de la vitesse moyenne du vent de l'Algérie estimée à 10 m du sol.	24
Figure II. 1: Cartes saisonnières de la vitesse su vent de l'Algérie	29
Figure II. 2: Vitesse moyenne mensuelles du vent du site Tlemcen pour l'année 2011.....	32
Figure II. 3: Vitesse moyenne mensuelles du vent du site d'Adrar	33
Figure II. 4: Distribution de Weibull de la vitesse du vent du site d'Adrar et Tlemcen à 10 m a.d.s.....	34
Figure II. 5: Variation du paramètre de forme k en fonction de la hauteur pour le site de Tlemcen.	35
Figure II. 6: Variation du paramètre d'échelle C en fonction de la hauteur pour le site de Tlemcen.	35
Figure II. 7: Variation du paramètre de forme k en fonction de la hauteur pour le site d'Adrar.	36
Figure II. 8: Variation du paramètre d'échelle C en fonction de la hauteur pour le site d'Adrar.	36
Figure II. 9: Vitesses moyennes annuelles du vent à différentes altitudes pour le site de Tlemcen.	37
Figure II. 10: Vitesses moyennes annuelles du vent à différentes altitudes pour le site d'Adrar.....	38
Figure II. 11: Vitesses moyennes cubiques annuelles du vent à différentes altitudes pour le site de Tlemcen.	38



Figure II. 12 : Vitesses moyennes cubiques annuelles du vent à différentes altitudes pour le site d'Adrar.	39
Figure III. 1 : Représentation schématique des systèmes éoliens mécanique et électrique pour le pompage de l'eau	42
Figure III. 2 : Présentation de différentes parties de système éolien.	43
Figure III. 3 : Tour en tube.	43
Figure III. 4 : Tour de pylône.	44
Figure III. 5: Rotor à 72 pales.	45
Figure III. 6: Composition d'une pompe centrifuge.	46
Figure III. 7 : Caractéristique puissance/ vitesse de vent d'une éolienne classique.	49
Figure IV. 1 : Variation de la puissance fournie par chaque aérogénérateur de la vitesse de vent.	56
Figure IV. 2 : Variation de la puissance éolienne produite en fonction de la hauteur.	56
Figure IV. 3 : Variation du facteur de puissance en fonction de la hauteur.	57
Figure IV. 4 : Variation du débit en fonction de la vitesse du vent.	58
Figure IV. 5: Variation de la puissance hydraulique en fonction de la vitesse du vent.	59
Figure IV. 6: Variation du débit moyen fourni avec la hauteur manométrique totale.	60

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE

CHAPITRE I : ENERGIE EOLIENNE

INTRODUCTION	5
I. LE VENT	5
II. Modèles statistiques de l'analyse du vent	8
II.1. Distribution de Weibull.....	8
II.2. Distribution de Rayleigh	9
III. ÉNERGIE DES EOLIENNES.....	10
IV. EOLIENNES	10
IV.1. Historiques	10
IV.2. Classification des turbines éoliennes.....	11
a) Capteurs à axe horizontal	13
b) Capteurs à axe vertical	19
c) Comparaison des différents capteurs présentés	22
V. GISEMENT EOLIEN EN ALGERIE.....	23
VI. AVANTAGES ET INCONVENIENTS D'ENERGIE EOLIENNE.....	24
CONCLUSION	25

CHAPITRE II: GISEMENT EOLIENNE AUX SITES DE TLEMCEN ET D'ADRAR

INTRODUCTION	27
I. LES RESSOURCES EN ENERGIE EOLIENNES	27
II. L'INTERET DE L'ENERGIE EOLIENNE	27
III. CONDITIONS MINIMALES DE VENT.....	28
IV. VENTS EN ALGERIE	28
V. PROPRIETES DE L'AIR	29
VI. CHOIX DU SITE.....	30
VII. LOI DE DISTRIBUTION DE WEIBULL.....	30



VIII.	INFLUENCE DE LA HAUTEUR SUR L'ENERGIE EOLIENNE	31
IX.	EVALUATION DE LA DENSITE DE PUISSANCE DU VENT	31
X.	RESULTATS ET DISCUSSION	32
	CONCLUSION	39
CHAPITRE III: MODELISATION DU SYSTEME DE POMPAGE EOLIENNE		
	INTRODUCTION	41
I.	EOLIENNES DE POMPAGES	41
1)	Éoliennes de pompage mécaniques	41
2)	Éoliennes de pompage électriques	41
II.	AEROMOTEURS CONSACRES AU POMPAGE	43
1)	Tour	43
2)	Rotor	44
3)	Pales	44
4)	Matériaux	45
5)	Transmission	45
III.	SYSTEME DE POMPAGE	45
III.1.	Pompes centrifuges	46
III.2.	Pompes volumétriques	47
IV.	PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DU SYSTEME DE POMPAGE.....	47
IV.1.	Couplage mécanique	47
IV.2.	Couplage électrique	48
V.	MODELISATION D'UN SYSTEME DE POMPAGE.....	48
V.1.	Modélisation de l'éolienne multipale.....	48
V.1.1.	Puissance moyenne annuelle fournie par un éolienne.....	49
V.1.2.	Facteur de puissance.....	50
V.2.	Modélisation de système de pompage.....	50
V.2.1.	Puissance hydraulique de la pompe.....	50
V.2.2.	Estimation du débit moyen fourni	51



CONCLUSION 53

**CHAPITRE IV: EVALUATION DES PERFORMANCES D'UN SYSTEME DE
POMPAGE D'EOLIEN**

INTRODUCTION 55

I. SYSTEME SIMULE 55

II. SIMULATION 55

CONCLUSION 60

CONCLUSION GENERALE

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

ANNEXE



INTRODUCTION GENERALE



INTRODUCTION GENERALE

Depuis le début du siècle, les besoins énergétiques dans le monde ont été augmentés ; les ressources fossiles utilisées actuellement pour la grande majorité de la production électrique, sont épuisables ce qui incite à trouver des ressources compensatrices. En effet, plus de 80% de l'énergie mondiale provient de gisements de combustibles fossiles, dont les réserves s'épuisent continuellement. Il s'agit du pétrole, du charbon et du gaz. Cette dépendance énergétique entraîne de plus une dépendance économique et même politique ; d'où l'urgence de profiter autant que possible des énergies renouvelables.

Ces énergies sont utilisées soit à l'échelle d'un pays soit dans le cas d'un site isolé pour le pompage d'eau potable.

Aujourd'hui, l'énergie éolienne est devenue une réalité mondiale incontournable. L'évolution de la capacité de production d'électricité par éoliennes n'a pas cessé d'augmenter depuis 1980. C'est la source qui progresse le plus rapidement.

La ressource éolienne provient du déplacement des masses d'air qui est dû indirectement à l'ensoleillement de la terre. Par le réchauffement de certaines zones de la planète et le refroidissement d'autres une différence de pression est créée et les masses d'air sont en perpétuel déplacement. Après avoir pendant longtemps oublié cette énergie pourtant exploitée depuis l'antiquité, que ce soit pour la navigation à voile ou les moulins à vent, elle connaît depuis environ 30 ans un essor sans précédent notamment dû aux premiers chocs pétroliers. Ainsi dans un premier temps l'énergie cinétique du vent était uniquement transformée en énergie mécanique ; c'est en 1891 que la Danios Poul La Cour construisit pour la première fois une turbine à vent générant de l'électricité. Plus récemment, les éoliennes ont été utilisées pour assurer le pompage de l'eau des nappes souterraines [27].

L'estimation des ressources en énergie éolienne présente une difficulté majeure. La quantité d'énergie disponible varie avec la saison et l'heure du jour. La quantité totale d'énergie éolienne convertible sur un territoire, pouvant être réellement produite par la mise en œuvre à l'échelle d'une région, de systèmes de conversion, dépend de façon significative des caractéristiques, du rendement

espéré et du dimensionnement des éoliennes. C'est pourquoi il n'y a pas qu'une méthode unique pour estimer et représenter l'énergie éolienne disponible.

Bien que les éoliennes lentes soient utilisées pour le pompage de l'eau pendant des siècles, nous avons choisi d'étudier dans le présent travail, un système de pompage par une éolienne lente, pour des raisons simples :

- ✓ L'éolienne lente ou multipales peut fonctionner à faibles vitesses du vent.
- ✓ Le système de pompage mécanique est plus performant et moins couteux pour les faibles profondeurs.

Le présent travail consiste à étudier les performances d'un système de pompage éolien mécanique c'est-à-dire une éolienne multipales entraînant pompe à piston.

Un rotor éolien de plusieurs pales entraîne, par un système de bielles-manivelles, une pompe à piston plongée au fond du puits.

Ce mémoire comprend les parties suivantes :

Une introduction où nous avons présenté l'intérêt des énergies renouvelable et en particulier l'énergie éolienne et son utilisation pour le pompage de l'eau.

Dans le premier chapitre, nous portons notre intérêt sur la théorie des éoliennes (qu'elles soient horizontales ou verticales), sur leur classification, les avantages et inconvénients de leur utilisation ... etc.

Le deuxième chapitre est consacré à l'étude du gisement éolien Algérien en particulier les caractéristiques du gisement éolien des sites de Tlemcen et d'Adrar. En utilisant les données de mesures des stations de l'O.N.M, une étude statistique basée sur la distribution de Weibull a permis, la quantification de la puissance énergétique éolienne existante sur les sites.

Le troisième chapitre est consacré à l'étude de différentes composantes du système de pompage mécanique (éolienne multipale) ainsi que les différents modèles utilisés pour l'estimation de la puissance produite par une éolienne multipale et l'estimation de la quantité d'eau pompée.

Dans le quatrième chapitre on essaie de simuler et de visualiser à l'aide du logiciel MATLAB les performances du système de pompage mécanique telle que la puissance éolienne, la puissance hydraulique, le débit, ... etc. et cela en prenant en considération les caractéristiques de l'éolienne, de la pompe et du régime du vent.



CHAPITRE

I

ENERGIE EOLIENNE



INTRODUCTION

Depuis l'utilisation du moulin à vent, la technologie des capteurs éoliens n'a cessé d'évoluer. C'est au début des années quarante que de vrais prototypes d'éoliennes à pales profilées ont été utilisés avec succès pour générer de l'électricité. Plusieurs technologies sont utilisées pour capter l'énergie du vent.

L'énergie éolienne est une ressource d'origine solaire, provient du déplacement des masses d'air qui est dû indirectement à l'ensoleillement de la terre. Par le réchauffement de certaines zones de la planète et le refroidissement d'autres une différence de pression est créée et la masse d'air est en perpétuel déplacement. Environ 0,25% du rayonnement solaire total est converti en énergie éolienne. [12]

Ce chapitre définit l'énergie éolienne et présente les différents types d'éoliennes et les relations théoriques qui les gouvernent.

I. VENT

I.1 Causes

Le vent est un sous-produit de l'énergie primaire provenant du soleil. La terre et son atmosphère constituent une vaste machine thermique dont la source chaude, constamment variable, est l'hémisphère irradié par le soleil, et la source froide, également variable, l'hémisphère obscur. Le fluide de travail, l'air, passe chaque jour de l'un à l'autre. Ce cycle produit une énergie mécanique à l'origine de l'énergie cinétique de l'air ou vent. Par suite du faible écart de température, de l'ordre d'une dizaine de degrés, le rendement est peu élevé. Néanmoins, étant donné la quantité de chaleur, l'énergie éolienne, pour l'ensemble du globe, est considérable. Elle se situe entre $2,5 \times 10^{15}$ et 5×10^{15} kWh/an. Toutefois, une petite partie seulement est vraiment récupérable.

I.2. Caractéristiques

La puissance du vent est sensiblement constante à chaque instant pour l'ensemble du globe, en un lieu donné et sur une période solaire, mais elle varie considérablement en tout lieu et suivant les jours. La vitesse du vent est très variable.

I.2.1. Irrégularité spatiale

Le vent est, en moyenne, faible dans la zone polaire nord et dans la zone intertropicale ; il est maximal vers $\pm 55^\circ$ de latitude. Il est fort en mer. En Eurasie, il décroît d'Ouest en Est. À ces évolutions à grande échelle, se superposent de nombreuses irrégularités à échelle beaucoup plus petite, parfois de quelques dizaines de kilomètres carrés.

La vitesse du vent est une fonction croissante avec la hauteur au-dessus du sol et avec l'altitude (par rapport au niveau de la mer).

La loi de répartition de la vitesse suivant une verticale dépend, d'une part, du relief local et, d'autre part, de la rugosité de la région. Au sommet d'une colline arrondie, on a un accroissement local



de vitesse dont l'effet peut inverser le gradient de vitesse habituel et faire que la vitesse au sol soit plus grande qu'à une certaine hauteur.

La figure (I.1) traduit la répartition de la vitesse du vent en fonction du relief rencontré et de l'altitude.

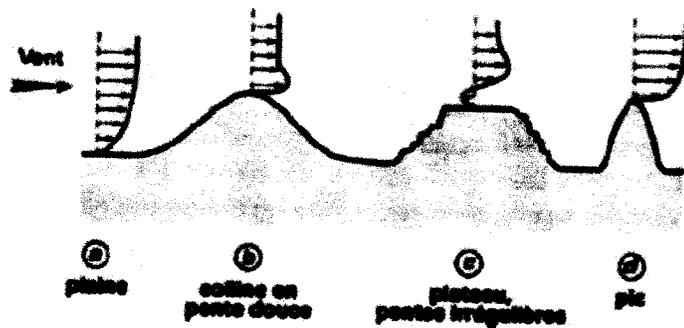


Figure I. 1: Répartition de la vitesse du vent en fonction du relief rencontré et de l'altitude [1].

En terrain plat, on peut représenter la variation de vitesse V en fonction de la hauteur h au-dessus du sol par la loi :

$$\frac{v}{v_0} = \left(\frac{h}{h_0}\right)^\alpha \quad (I.1)$$

Avec V_0 vitesse à la hauteur h_0 de référence au-dessus du sol, α (coefficient de friction) est un facteur de puissance qui dépend, de la rugosité de la surface.

$\alpha = 0.16$ pour terrains plats ou plan d'eau,

$\alpha = 0.28$ pour forêts et banlieues des villes,

$\alpha = 0.40$ pour villes.

II.2.2. Irrégularité temporelle

Le vent varie considérablement dans le temps. À partir de relevés anémométriques, on trace la courbe vitesse-durée intéressant une période donnée (en général un an) : pour chaque valeur de la vitesse du vent, on détermine le nombre d'heures pendant lesquelles cette vitesse du vent est supérieure ou égale à la vitesse considérée, (Voir Figure (I.2)). On peut caractériser ces courbes par la valeur moyenne annuelle pour la période considérée.

Les irrégularités sont maximales à l'échelle du mois. En moyenne, le vent est le plus fort en Janvier, le plus faible en Juillet. La répartition saisonnière est approximativement sinusoïdale.

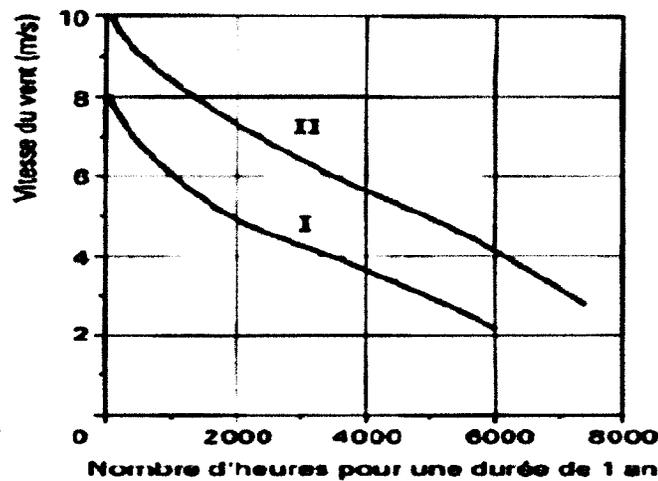


Figure I. 2: Courbe vitesse-durée ; I- vitesse moyenne annuelle 3m/s ; II-vitesse moyenne annuelle 5m/s [1].

a. Puissance du vent

Quand le vent rencontre un objet, celui-ci tente de l'écartier de son chemin en exerçant une force. Il perd ou transmet une partie de son énergie cinétique et fait ainsi bouger l'objet. Dans ce cas, on dit que le vent a accompli un travail. Ce phénomène est visible lorsque les pales d'une éolienne tournent.

La quantité d'énergie contenue dans le vent est fonction de sa vitesse et de la masse. Plus la vitesse est élevée, plus le vent contient d'énergie.

$$\text{Energie cinétique} = \frac{1}{2} mV^2 \quad (I.2)$$

La masse de l'air peut être obtenue à partir du produit de sa densité (ρ) et de son volume. Étant donné que l'air est en mouvement perpétuel, le volume doit être calculé en multipliant la vitesse du vent (V) par la surface (S) traversée par le vent pendant une période de temps donnée (t).

$$m = \rho SVt \quad (I.3)$$

Si l'on substitue cette valeur à la masse dans l'équation de l'énergie cinétique (équation I.2), on obtient l'énergie cinétique du vent :

$$\text{énergie éolienne} = \frac{1}{2} \rho StV^2 = \frac{1}{2} \rho StV^3 \quad (I.4)$$

La puissance est la vitesse à laquelle l'énergie est disponible, ou la vitesse à laquelle l'énergie traverse une surface par unité de temps :

$$P = \frac{1}{2} \rho SV^3 \quad (I.5)$$

La puissance (P) dépend de la densité de l'air, de la surface qui capte le vent et de la vitesse du vent [2].

II. MODELES STATISTIQUES DE L'ANALYSE DU VENT

Plusieurs fonctions de probabilité ont été utilisées pour identifier la distribution statistique convenable pour représenter les régimes du vent. On a trouvé que les distributions de Weibull et de Rayleigh peuvent être utilisées pour décrire les variations du vent dans un régime avec un niveau de précision acceptable.

II.1. Distribution de Weibull

Le choix géographique d'un site éolien est primordial dans un projet de production d'énergie.

Les caractéristiques du vent vont déterminer la quantité de l'énergie qui pourra être effectivement extraire du gisement éolien. Pour connaître les propriétés d'un site, des mesures de la vitesse du vent ainsi que de sa direction, sur une grande période du temps, sont nécessaires (de un à dix ans) [2].

La caractéristique la plus importante est la distribution statistique de Weibull.

Elle s'est révélée la plus adéquate pour l'emploi dans l'éolien. Elle modélise avec succès la Probabilité de l'occurrence des vitesses de vent du gisement éolien. La figure (I.3) est obtenue grâce à la relation (I.6).

$$f(V) = \left(\frac{k}{C}\right) \cdot \left(\frac{V}{C}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{V}{C}\right)^k\right] \quad (I.6)$$

Avec : k : Facteur de forme (-),

C : Facteur d'échelle en (m/s).

Habituellement, le facteur de forme qui caractérise la symétrie de la distribution est dans l'éolien égal à $k=2$. Le facteur d'échelle est très proche de la vitesse moyenne du vent V .

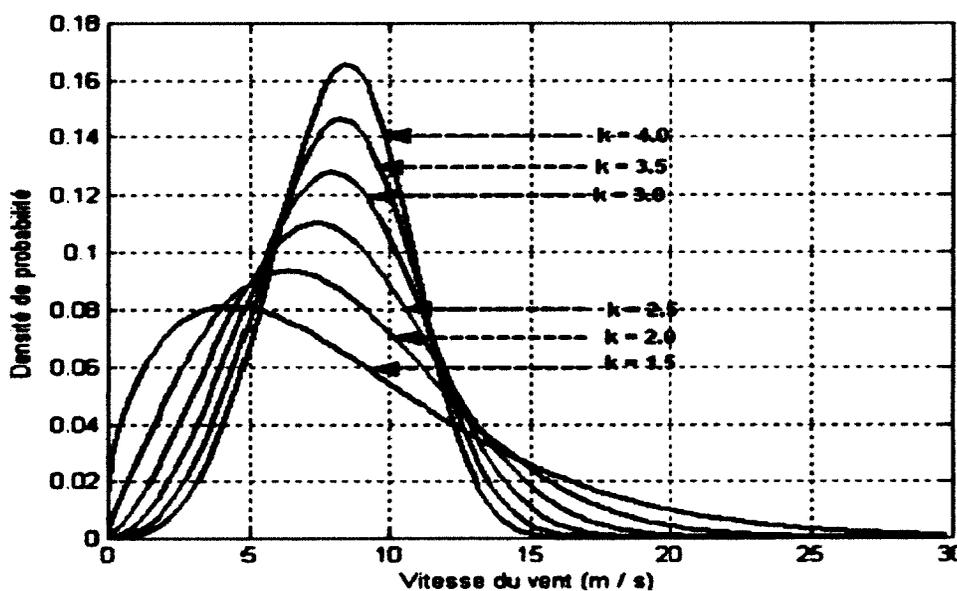


Figure I. 3 : Fonction de densité de probabilité de Weibull pour différentes valeurs du facteur de forme K , $C = 7,2 \text{ m/s}$ [1].

La fréquence cumulée ou probabilité pour que la vitesse du vent soit inférieure à un certain seuil donné V_x est donnée par :

$$f(V \leq V_x) = \int_0^{V_x} f(V)dv = 1 - \exp \left[- \left(\frac{V_x}{c} \right)^k \right] \quad (I.7)$$

De la même façon, la probabilité pour que la vitesse du vent soit supérieure à cette valeur V_x est donnée par :

$$f(V \geq V_x) = \int_{V_x}^{\infty} f(V)dV = \exp \left[- \left(\frac{V_x}{c} \right)^k \right] \quad (I.8)$$

La probabilité pour que la vitesse V soit comprise entre deux valeurs V_x et V_y est donnée par :

$$f(V_x \leq V \leq V_y) = \int_{V_x}^{V_y} f(V)dV = \exp \left[- \left(\frac{V_x}{c} \right)^k \right] - \exp \left[- \left(\frac{V_y}{c} \right)^k \right] \quad (I.9)$$

La vitesse moyenne du vent est donnée par la distribution de Weibull :

$$\bar{V} = \int_0^{\infty} V f(V)dV = c \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right) \quad (I.10)$$

Où Γ est la fonction Gamma. La fonction Gamma est définie par la relation suivante :

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} \exp(-t)t^{x-1}dt \quad \text{Avec } x > 0 \quad (I.11)$$

II.2. Distribution de Rayleigh

La distribution de Rayleigh est un cas particulier de la distribution de Weibull pour le cas où le facteur de forme k est égal à 2. (Voir Figure I.4).

Sa densité de probabilité est donnée par :

$$f(V) = 2 \cdot \frac{V}{c^2} \cdot \exp \left[- \left(\frac{V}{c} \right)^2 \right] \quad (I.12)$$

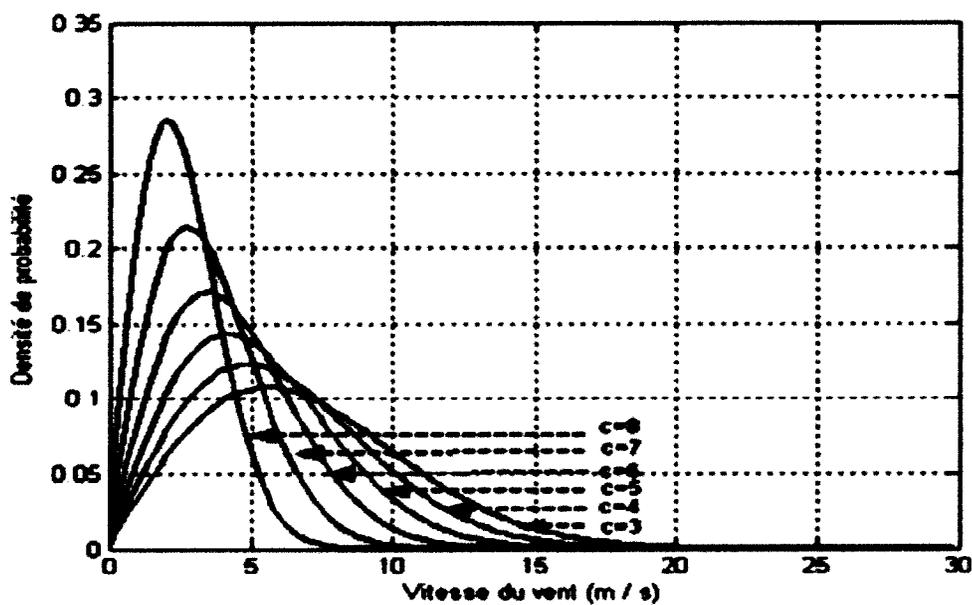


Figure I.4: Fonction de densité de probabilité de Rayleigh pour différentes valeurs du paramètre d'échelle C , pour $k=2$ [1].

III. ÉNERGIE DES EOLIENNES

Cette énergie est produite par la force exercée par le vent sur les pales d'une hélice. Cette hélice est montée sur un arbre qui être relié à des systèmes mécaniques qui servent à moulinier le grain ou à pomper de l'eau, soit à un générateur qui transforme l'énergie mécanique en énergie électrique [13].

IV. EOLIENNES

Une éolienne est un dispositif pour extraire de l'énergie cinétique du vent en la transformant en énergie mécanique ou en énergie électrique. En enlevant une certaine partie de son énergie cinétique le vent doit ralentir mais seulement cette masse d'air qui traverse le disque du rotor sera affectée [14]. (Voir figure (I.5)).



Figure I.5 : Aérogénérateur.

IV.1. Historique

Il y a des références à des moulins à vent en Perse en 915. Et à Alexandrie depuis environ 3000 ans. Ces anciens convertisseurs d'énergie éolienne étaient essentiels pour moulinier les grains et pomper de l'eau [16].

En Europe les roues utilisant le vent ont été introduites autour de 1200 après J C probablement ramenées d'Orient après les croisades.

Entre 1700 et 1800 l'art de la construction des moulins à vent a atteint son pic.

Plusieurs éoliennes ont été construites et opèrent au Danemark, en Angleterre, en Allemagne et aux Pays Bas pendant le 18^{ème} siècle. En 1750, les Pays Bas possédaient entre 6000 et 8000 éoliennes en marche. Le nombre des éoliennes en Allemagne a été estimé à environ de 18000 en 1895, 11400 en 1914 et entre 4000 et 5000 en 1933. (Voir figure (I.6)).



Figure I.6: Moulin traditionnel.

Au début de 20^{ème} siècle, les éoliennes ont été améliorées et le modèle de ferme des éoliennes multiples a été créé aux Etats-Unis. Au milieu du siècle, plus de 6 millions d'éoliennes ont été mises en marche aux Etats-Unis.

Après la crise du pétrole dans les années 70, il y a eu une tendance à renforcer le développement et le marketing des éoliennes, notamment aux Etats-Unis, au Danemark et en Allemagne. Ceci a été basé sur le fait que finalement, les sources d'énergie additionnelles émettant moins de pollution seront une nécessité.

Dans les années 80, environ de 12000 éoliennes de 20 kW jusqu'à 200kW ont été installées en Californie. En Europe un investissement important a été consacré au développement des grandes éoliennes et à leur marketing. En 2005, l'Allemagne a pris la relève : les éoliennes de 2,5MW sont mises en marché, les éoliennes de 3-5MW sont sous le test et la contribution de l'électricité à partir des éoliennes augmente plus de 5% en Allemagne.

IV.2. Classification des turbines éoliennes

Depuis le début de la technologie de l'énergie éolienne, des machines de plusieurs types et formes ont été créées et développées dans le monde ; certaines de ces machines sont des modèles innovateurs qui ne sont pas commercialement acceptés. Quoique, il y ait plusieurs méthodes pour caractériser les turbines éoliennes, elles sont généralement classées en machines à axe vertical, en se basant sur leurs axes de rotation [14].

Les moteurs éoliens utilisés pour capter l'énergie du vent peuvent être classés en deux catégories distinctes [4] :

- a. Les machines à axe horizontal.
- b. Les machines à axe vertical.

Dans Les machines à axe horizontal, on peut distinguer :

- Les machines à vent classiques.
- Les éoliennes lentes.
- Les éoliennes rapides.

Dans les machines à axe vertical, on peut distinguer :

- Les machines à traînées différentielles.
- Les machines à écran.
- Les machines à clapets battants.
- Les machines à pales tournantes.
- Les machines à variations cycliques d'incidences, à aubes fixes et aubes mobiles.

Le coefficient d'utilisation d'aubage S_c/S_v est le rapport de l'aire développée par l'ensemble de l'aubage à l'aire de la veine d'air interceptée, donc motrice. Plus ce coefficient est petit, plus le capteur est intéressant sur le plan économique. Le paramètre de vitesse $\lambda = u/v$ est le rapport de la vitesse maximale de déplacement de l'aubage u à la vitesse du vent v , avec $u = \omega.R$.

De fortes valeurs du paramètre λ (jusqu'à 20) permettent un meilleur rendement et de meilleures possibilités d'utilisation.

Les capteurs à axe vertical qui n'ont pas besoin d'être orientés, sont aussi appelés **panémons** (à tout vent).

Les **capteurs dynamiques ou rotors** sont de très loin les plus développés ; les **capteurs statiques** ne sont que des élaborations théoriques. Les capteurs dynamiques modifient l'écoulement de l'air qui les traverse et se trouvent soumis à sa réaction. Cette réaction peut être réduite à une force résultante et à un couple. Cette force peut être décomposée en :

- ❖ Une poussée perpendiculaire au vent relatif ou **portance**,
- ❖ Une réaction parallèle au vent relatif ou **traînée**.

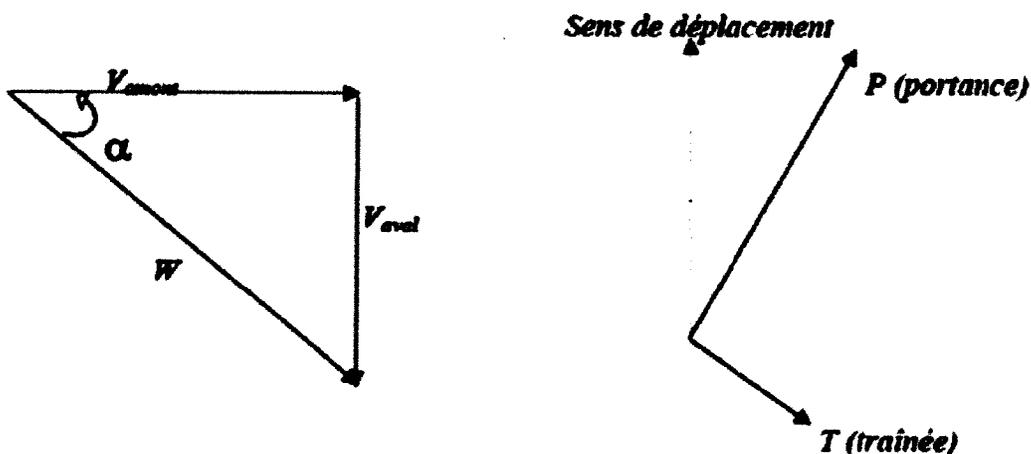


Figure I. 7 : Portance et Traînée sur un profil d'aile en mouvement.

On définit aussi la circulation Γ d'un profil C par :

$$\Gamma = \int V dS \quad (\text{I.13})$$

Cette circulation peut soit varier périodiquement, l'écoulement est alors *instationnaire* soit être constante, l'écoulement est alors *stationnaire*.

La force de portance F_z d'une surface S est donnée par la relation :

$$F_z = \frac{1}{2} \rho V^2 S C_z \quad (\text{I.14})$$

De même, la force de traînée F_x est égale à :

$$F_x = \frac{1}{2} \rho V^2 S C_x \quad (\text{I.15})$$

Avec : F_z : Portance [N],

F_x : Traînée [N],

ρ : Masse volumique [kg/m³],

V : Vitesse du vent [m/s],

S : Surface apparente de la pale [m²],

C_x : Coefficient de traînée [-],

C_z : Coefficient de portance [-].

La portance ne dégrade pas l'énergie, tandis que la traînée résulte en partie de cette dégradation.

a) Capteurs à axe horizontal

Théorie sommaire. Performances

L'énergie cinétique du vent ne peut être entièrement récupérée car il faut, en particulier, évacuer l'air qui a travaillé dans le capteur. En outre, par suite de l'action de retenue de la veine d'air par la roue, la vitesse axiale amont V_1 diminue en aval jusqu'à la vitesse V_2 (Voir figure I.8).

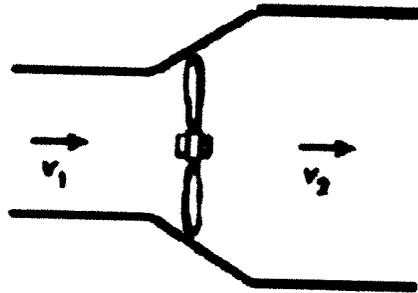


Figure I. 8: Capteur à axe horizontal : définition des vitesses [10].

D'après la théorie de Betz [5], la puissance récupérable sur l'éolienne est due à la variation de l'énergie cinétique du vent :

$$\dot{W} = \Delta \dot{E}_c = \frac{1}{2} \dot{m} (V_2^2 - V_1^2) \quad (\text{I.16})$$

Avec le débit-masse du vent à travers l'éolienne $\dot{m} = \rho S V$.

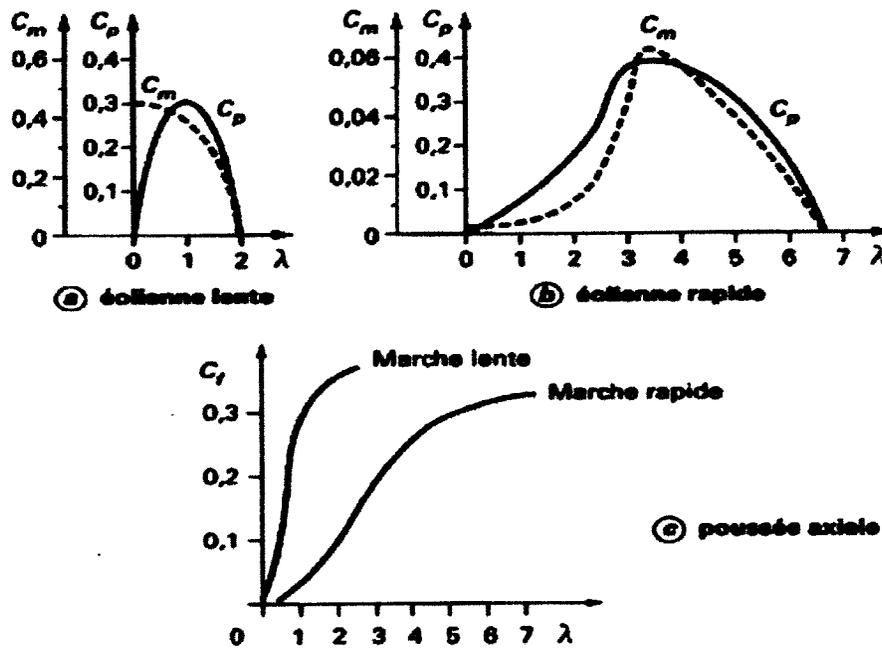


Figure I. 9: Coefficients de puissance C_p , de couple C_m et de poussée axiale C_f en fonction du paramètre de vitesse pour des éoliennes à axe horizontal [1].

Profil. Efforts développés

Les pales sont constituées par de simples lames galbées dans le cas des capteurs à marche lente et par des hélices à profil d'ailes dans le cas de capteurs à marche rapide.

La finesse du profil C_z/C_x joue un rôle important. Elle doit être assez grande pour que la traînée n'absorbe pas une partie trop élevée du couple moteur. La théorie des hélices propulsives, ou celle des pales d'hélicoptères, est valable en tenant compte du changement de certains signes ; en effet, dans les éoliennes (Voir Figure (I.10)), on a la relation suivante :

$$\varphi = i + \beta \tag{I.27}$$

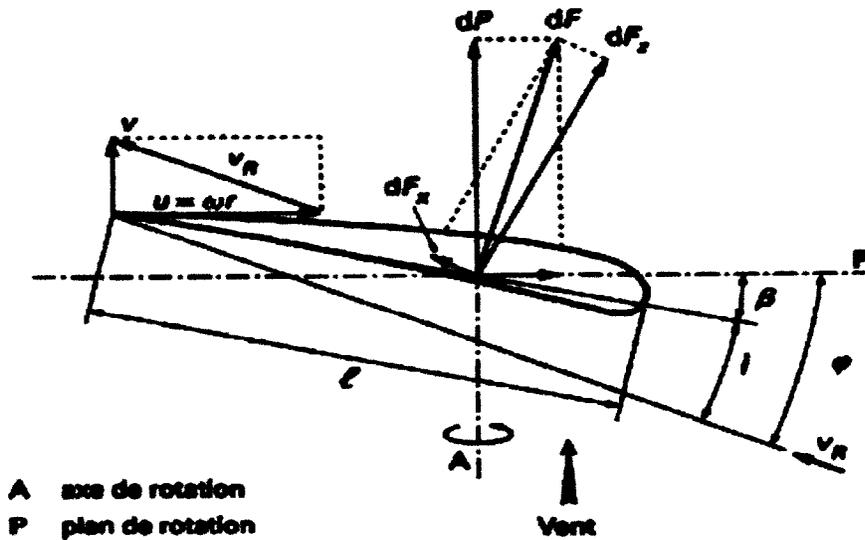


Figure I. 10 : Caractéristique d'une pale d'éolienne [9].



La détermination des pales ne dépend pas uniquement de données aérodynamiques du profil mais aussi de celles de la résistance des matériaux.

Le profil étant choisi, donc la polaire connue, pour une section de pale située à la distance r de l'axe, on a :

$$C_z l n = \frac{r}{\lambda} \Lambda \quad (I.28)$$

Avec Λ : portance dont les différentes valeurs, en fonction du rapport λ , sont données dans la figure I.11a.

Les courbes de la figure I.11b permettent de déterminer l'évolution des profils le long d'une pale quelconque. Tous les points d'une même pale sont situés sur un même segment de droite passant par l'origine et par le point défini par le rayon de la pale et le rapport λ considéré. Si l'on prend le même profil, dans les mêmes conditions d'incidence i et de finesse, on obtient la longueur de la corde (Voir Figure I.10) de la section considérée. La portance Λ d'un élément de pale de longueur L est alors :

$$\Lambda = C_z \rho \frac{v_R^2}{2} LL \quad (I.29)$$

On peut aussi déterminer, le long de la pale, la répartition de la portance, donc la répartition du moment fléchissant. Connaissant les différentes sections, on en déduit les moments d'inertie et les fatigues.

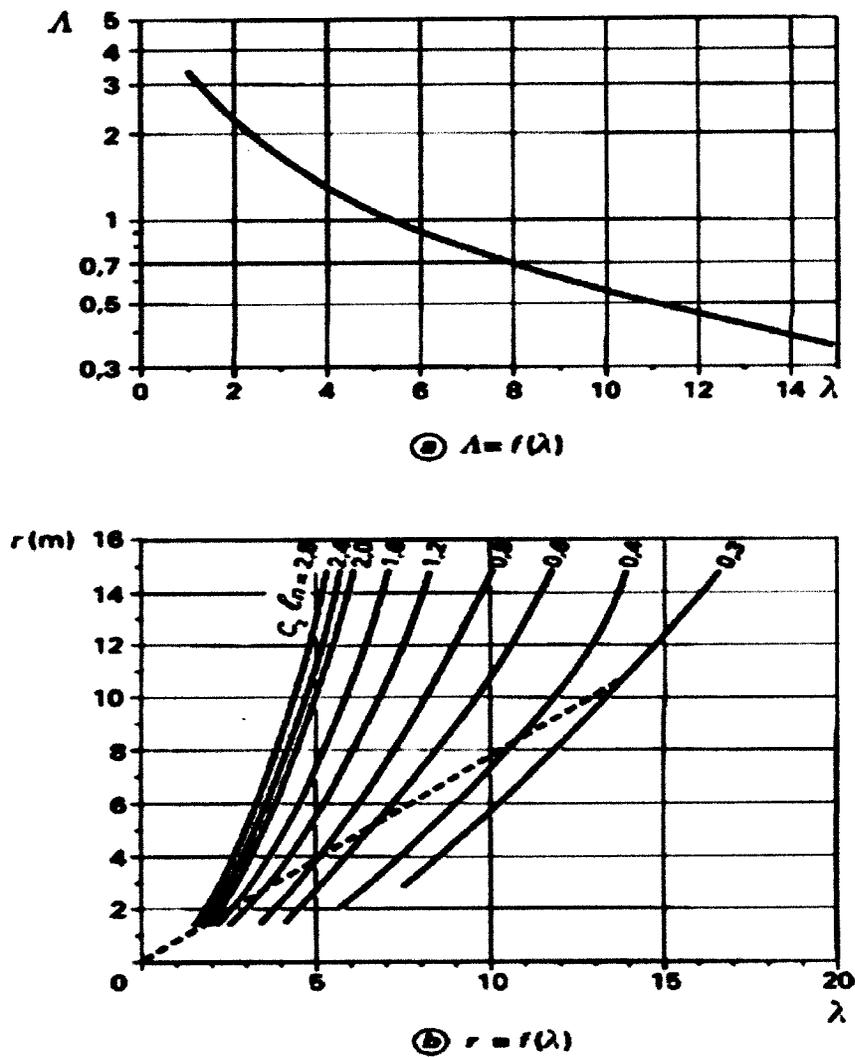


Figure I. 11: Évolution des profils le long d'une pale quelconque [1].

Sur un élément dS de la pale, situé à la distance r de l'axe de rotation, s'exerce un effort de portance d'après la relation (I.14) :

$$dF_Z = \frac{1}{2} C_{iZ} \rho V_R^2 dS \tag{I.30}$$

Et un effort de traînée d'après la relation (I.15) :

$$dF_X = \frac{1}{2} C_{iX} \rho V_R^2 dS \tag{I.31}$$

Avec : C_{iX} , C_{iZ} coefficient de traînée et de portance de l'élément dS de pale ;

D'où le couple élémentaire par projection sur le plan de rotation :

$$C_p = r(dF_Z \sin \varphi - dF_X \cos \varphi) \tag{I.32}$$

On remplace les équations de l'effort de traînée et de portance on trouve la relation (I.32) :

$$C_p = \frac{1}{2} r V_R^2 \rho dS (C_{iZ} \sin \varphi - C_{iX} \cos \varphi) \tag{I.33}$$

Et le couple total est obtenu par intégration.

De même, la poussée élémentaire dP par projection sur l'axe de rotation (Voir Figure I.10) est égale à :

$$dP = \frac{1}{2} \rho ds V_R^2 (C_{iz} \sin \varphi - C_{ix} \cos \varphi) \quad (I.34)$$

Ce qui permet de calculer l'effort s'exerçant en tête de la structure de support.

Construction

La construction des capteurs à axe horizontal diffère suivant qu'ils sont à marche lente ou rapide

ROUE A MARCHE LENTE

Elles sont généralement constituées par un ou plusieurs anneaux concentriques (roue multipales à jante) sur lesquels sont disposées des ailettes (Voir Figure (I.12)), le plus souvent de simples plaques de métal galbées. Le nombre de ces ailettes varie en général entre 20 et 40.

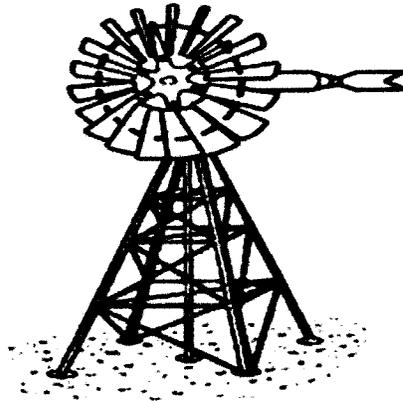


Figure I. 12: Eolienne lente.

Elles sont en acier galvanisé, ou plastifié, parfois en alliages d'aluminium. L'intérieur de la roue jusqu'au tiers du rayon reste vide. Par suite de leur inertie importante, leur comportement lors de rafales de vent fait que leur diamètre reste limité, au maximum à 8 m. Leurs coefficients de performance sont donnés à la figure I.9a. On note un couple élevé au démarrage qui décroît par la suite. Les vitesses de rotation sont faibles (de l'ordre de 100 tr/min pour un diamètre de roue de 3 m). Dans des installations très rustiques, de moins en moins utilisées, les aubes sont constituées par des voiles (réglage facile et bon comportement aux grands vents mais vitesse faible).

ROUES A MARCHE RAPIDE

Ce sont actuellement, à part les petites éoliennes très utilisées pour le pompage de l'eau, les plus répandues. Elles sont quasi exclusivement présentes pour la production électrique dès que les puissances dépassent quelques kilowatts.

Elles sont constituées par un moyeu recevant 1 à 4 pales (Voir Figure (I.13)), éventuellement liées entre elles. Les pales sont fixes ou orientables (réglage de la puissance). La roue bipale est la plus économique mais elle est génératrice de vibrations qui peuvent être importantes. La roue tripale présente moins de risques de vibrations (car son ellipsoïde d'inertie est plat), d'où fatigue et bruit faibles.



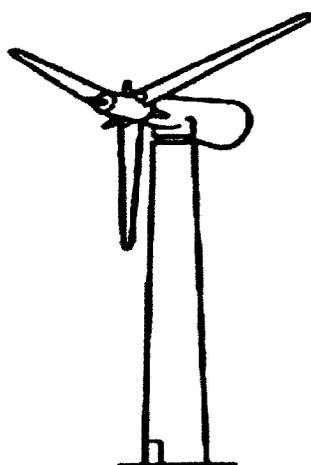


Figure I. 13: Éoliennes rapides.

Leurs coefficients de performance sont donnés sur la figure I.9b. Ces machines ont un faible couple au démarrage mais qui augmente par la suite. Leur vitesse en bout de pale est très supérieure à celle du vent (jusqu'à 10 fois plus) et un bruit peut apparaître surtout si cette vitesse dépasse $1/3$ de la vitesse du son. Elles ne démarrent que pour des vitesses du vent le plus souvent supérieures à 3 m/s. La longueur des pales peut être très grande, supérieure à 30 m.

Les principaux modes de vibration de pales sont calculés par optimisation en modifiant la répartition des masses dans chaque pale. Il est possible d'adapter une pale à un aérogénérateur en construction, avec des fréquences propres dans un domaine où il n'y a pas de résonance avec la structure de la machine ou avec des excitations aérodynamiques. La technologie des pales creuses, qui accepte ces ajustements, permet de réduire considérablement les contraintes et les fatigues et, de ce fait, de garantir une meilleure longévité de la machine, tout en espaçant les délais de visite de maintenance.

b) Capteurs à axe vertical

Si les capteurs à axe vertical ont été probablement les premiers utilisés, par la suite ils ont été abandonnés au profit des précédents. C'est assez récemment qu'ils ont été redécouverts et ont fait l'objet de nouveaux développements qui en font des concurrents directs des capteurs à axe horizontal en présentant sur eux un certain nombre d'avantages. Les calculs de leurs caractéristiques se font à partir des mêmes relations (I.24), (I.25) et (I.26) que celles des capteurs à axe horizontal.

Rotor de SAVONIUS

Ce rotor a été inventé par le Finlandais Sigurd Savonius en 1925 et a fait l'objet d'un brevet français [6]. Il comporte essentiellement deux demi-cylindres dont les axes sont décalés l'un par rapport à l'autre (Voir Figure (I.14)).



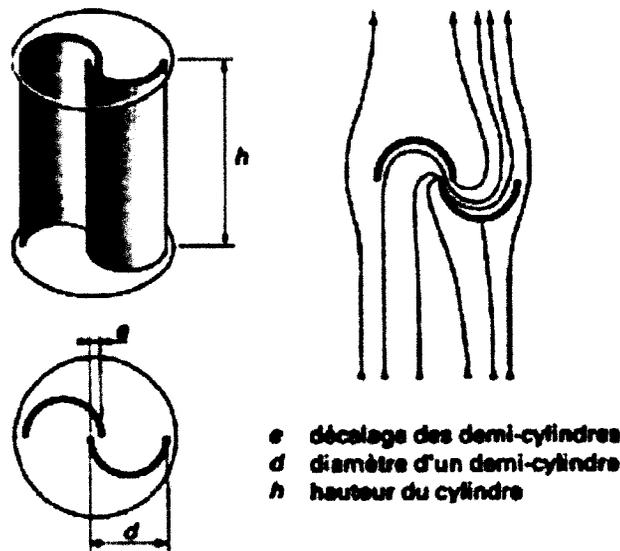


Figure I. 14 : Rotor SAVONIUS.

Outre le fait que les forces exercées par le vent sur les aubages diffèrent suivant qu'il s'agit de la partie convexe ou de la partie concave, le rotor dans la position de la figure (I.14) est soumis à un couple aérodynamique supplémentaire dû aux deux déviations successives à 180° des filets par les aubages.

Le meilleur rendement est obtenu pour un rapport $e/d = 1/6$.

Le coefficient de puissance C_p maximal atteint 0,3 et les conditions optimales de fonctionnement sont réalisées lorsque le paramètre de vitesse :

$$\lambda = \frac{\omega(2d - e)}{2V} \tag{I.35}$$

Avec $S = h(2d - e)$ surface utile du capteur.

Le couple moyen est donné par :

$$C = \frac{1}{4} \rho C_m V^2 h(2d - e)^2 \tag{I.36}$$

Le coefficient C_m est donné par la courbe de la figure I.15.

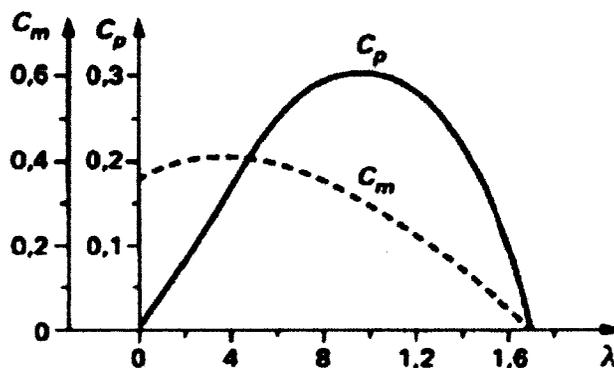


Figure I. 15: Coefficients de puissance C_p et de couple C_m en fonction du paramètre de vitesse λ dans le cas du rotor de Savonius.

L'avantage des rotors DARRIEUS est qu'ils ne dépendent pas de la direction du vent. Pour démarrer, ils ont besoin d'un générateur fonctionnant comme un moteur ou l'aide d'un rotor SAVONIUS installé au sommet de l'axe vertical.

Ils sont plus bruyants que les éoliennes à axe horizontal. Un autre inconvénient c'est que la vitesse du vent augmente significativement avec la hauteur, rendant les éoliennes à axe horizontal plus économiques en ce qui concerne le tour.

c) Comparaison des différents capteurs présentés

Du point de vue des performances, les rotors à marche lente et les rotors de Savonius sont sensiblement équivalents. Les rotors à marche rapide ont un coefficient de puissance C_p un peu supérieur à ceux des Darrieus, avec des paramètres de vitesse nettement plus élevés en général (Voir figure (I.17)). Les coefficients de couple C_m sont assez voisins, un peu plus grands au démarrage pour les rotors à marche rapide, surtout ils sont constants, quelle que soit l'orientation des pales. Toutefois, si l'on a besoin d'un couple au démarrage élevé, il est nécessaire d'utiliser soit un rotor lent, soit un rotor de Savonius. De plus, ces rotors démarrent pour des vitesses de vent faible, surtout les rotors de Savonius.

Du point de vue construction, les rotors à axe vertical sont un peu plus simples : nul besoin d'orientation, supportage plus léger, organe de conversion au sol, dans le cas de générateur électrique aucun contact tournant.

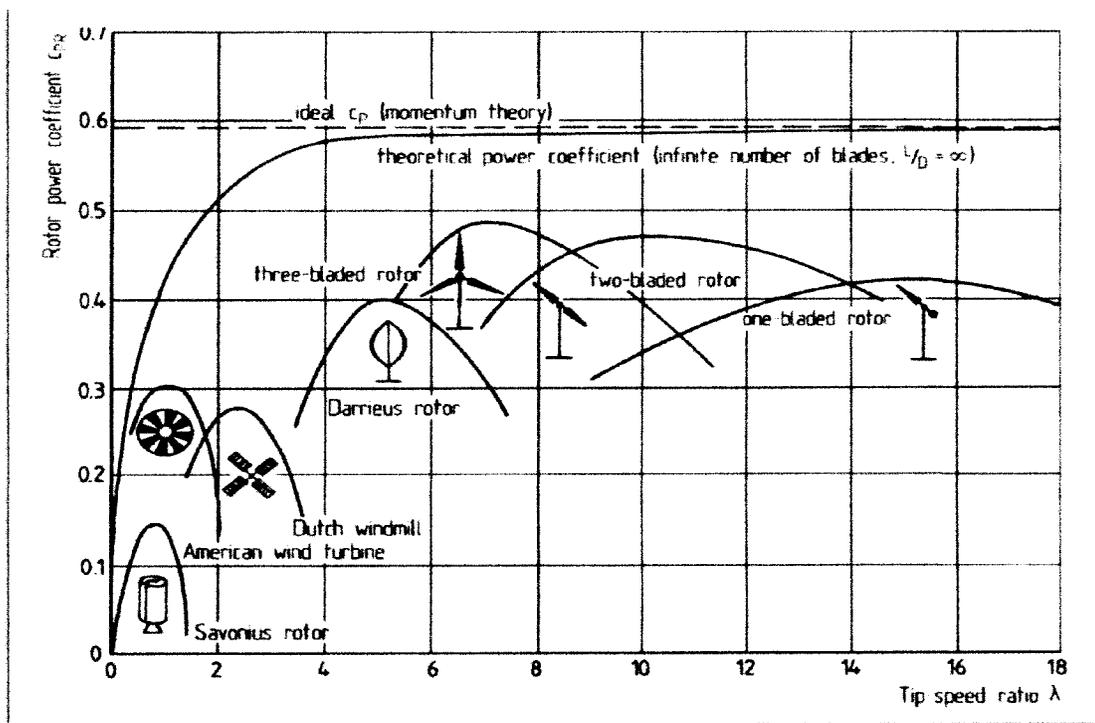


Figure I. 17 : Coefficient de puissance en fonction de la vitesse normalisée λ pour différents types de turbines [11].

La figure I.17 montre que les rotors de type américain à multipales, utilisés dans le pompage d'eau, ont un $C_{p\ max}=0.15$ et une vitesse spécifique $\lambda_0(C_{p\ max})=0.5$.

D'autres sources donnent des chiffres peu supérieurs pour les courbes des rotors américains. En effet, [4] propose suivantes un $C_{p\ max}=0.3$, un $C_m(C_{p\ max})=0.3$, et une vitesse spécifique $\lambda_0(C_{p\ max})=1$.

Toutefois, notamment par suite de leur meilleur rendement, les rotors à axe horizontal sont de loin les plus utilisés et ont fait l'objet de la plus grande avancée technologique. Si ceux à pales multiples de faible puissance sont destinés essentiellement au pompage de l'eau, les rotors à marche rapide sont sans concurrent dès que la puissance dépasse quelques kilowatts et des essais pour des valeurs supérieures à 1 500 kW, voire 3 000 kW, sont en cours. Toutefois par suite, en particulier, de problèmes de vibrations, les puissances ne devraient pas pouvoir dépasser 4 000 à 5 000 kW.

Actuellement les aérogénérateurs de 300 à 500 kW sont parfaitement au point et présentent une bonne fiabilité.

V. GISEMENT EOLIEN EN ALGERIE

En ce qui concerne l'Algérie, la ressource éolienne varie beaucoup d'un endroit à un autre. Ceci est principalement dû à une topographie et climat très diversifié. En effet, notre vaste pays se subdivise en deux grands zones géographiques distinctes. Le nord méditerranéen est caractérisé par un littoral de 1200 Km et un relief montagneux, représenté par deux chaînes de l'atlas télien et l'atlas saharien. Entre elles, s'intercalent des plaines et les hauts plateaux de climat continental. Le sud, quant à lui, se caractérise par un climat saharien.

Le sud algérien est caractérisé par des vitesses plus élevées que le nord, plus particulièrement le sud ouest avec des vitesses supérieures à 4 m/s et qui dépassent la valeur de 6 m/s dans la région d'Adrar. Concernant le nord, on remarque globalement que la vitesse moyenne est peu élevée. On note cependant, l'existence de microclimats sur les sites côtiers de Oran, Bejaia et Annaba, sur les hauts plateaux de Tiaret et El Kheiter ainsi que dans la région délimitée par Bejaia au nord et Biskra au sud [8].

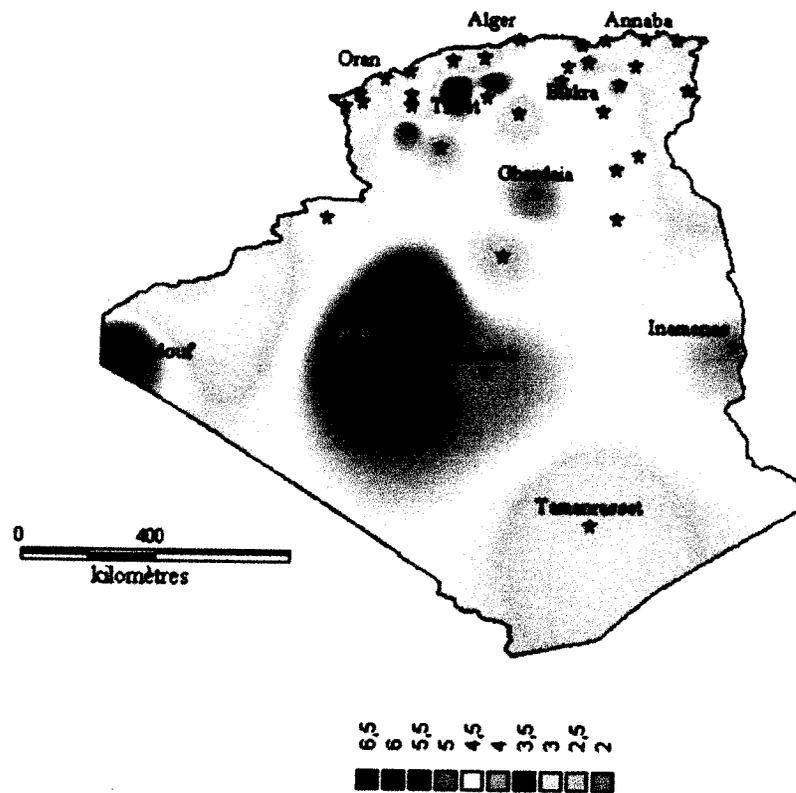


Figure I. 18: Atlas de la vitesse moyenne du vent de l'Algérie estimée à 10 m du sol.

VI. AVANTAGES ET INCONVENIENTS D'ENERGIE EOLIENNE [9]

VI.1. Avantages

L'énergie primaire d'origine éolienne est :

- Gratuite- le vent,
- Renouvelable,
- Sans production de déchets,
- En principe sans danger notable pour l'homme,
- La fabrication des 3 éléments d'un aérogénérateur ne pose pas de problème technologique particulier : le moteur, une hélice type aviation fait la transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique de rotation, énergie transformée en électricité dans un générateur asynchrone classique à vitesse assez lente, étant installé sur un haut pylône métallique, fixé sur un lourd socle en béton.

Le coût de fabrication est comparable à celui de générateurs hydrauliques de puissance équivalente. Ces avantages certains sont ceux de l'énergie hydraulique.

VI.2. Inconvénients

Par ordre d'importance décroissante.

VI.2.1. Disponibilité

- Faible : le vent n'est exploitable que 20% du temps en moyenne. L'éolienne est conçue pour produire sa puissance maximale pour une vitesse de vent 50km/h environ. Par vent faible, moins de 15 km/h et plus de 90 km/h elle est stoppée.
- Très intermittent : le vent souffle pendant des durées très variables.
- Pratiquement imprévisible : le vent souffle n'importe quand : heure, jour, saison ; les prévisions météo de vent sont approximatives même à court terme.

VI.2.2. Stockage

Pour tout type d'énergie, surtout pour celles converties en électricité, le stockage est indispensable (sous forme primaire) pour répondre rapidement à la demande, naturellement très fluctuante. La disponibilité faible, intermittente et peu prévisible de l'énergie éolienne, pourrait être compensée par un stockage, même partiel.

- Stockage direct d'énergie primaire : le stockage du vent est impossible, contrairement à la plus part des autres formes d'énergies, même l'hydraulique se stocke partiellement.
- Stockage indirect de l'énergie mécanique : l'énergie mécanique de l'éolienne peut actionner un compresseur. L'air comprimé produit se stocke facilement, se transporte à courte distance pour ensuite, soit faire tourner diverses machines, soit pour remplacer le compresseur d'air d'une turbine à gaz, accouplée à un générateur électrique. Ce stockage d'air comprimé est réalisé en Allemagne, dans une mine de sel. Un stockage d'énergie analogue consiste à utiliser l'éolienne pour pomper de l'eau dans un réservoir supérieur, pour ensuite la récupérer avec une turbine hydraulique.
- Stockage indirect de l'énergie électrique : l'énergie électrique n'étant pas stockable, on peut cependant la transformer en énergie électrochimique dans des accumulateurs, pour la retransformer ensuite en électricité. Ce stockage coûteux, n'est envisageable que pour des puissances faibles. On propose aussi de la stocker sous forme d'hydrogène, obtenu par électrolyse, utilisée ensuite, avec un faible rendement, dans des piles à combustibles ou des moteurs thermiques.

CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons présenté les caractéristiques principales des éoliennes, ainsi que ses différents types, et nous avons aussi présenté les inconvénients et les avantages de l'énergie éolienne.



CHAPITRE

II

GISEMENT EOLIEN

AUX SITES DE

TLEMCEN ET

D'ADRAR



INTRODUCTION

L'énergie cinétique du vent constitue une ressource énergétique inépuisable mais fluctuante.

Pour toute installation d'une éolienne dans un endroit, il faut d'abord une étude des caractéristiques du site considéré.

Dans ce chapitre nous s'intéressons à l'étude du site de Tlemccen et d'Adrar. En utilisant les données de mesures des stations de l'O.N.M (Office National de la Météorologie), on évalue les paramètres de k et C utilisés dans la distribution de Weibull, leur évolution en fonction de la hauteur afin d'estimer la puissance moyenne annuelle disponible sur les sites.

I. LES RESSOURCES EN ENERGIE EOLIENNES

L'estimation des ressources en énergie éolienne présente une difficulté majeure. La quantité d'énergie disponible varie avec la saison et l'heure du jour.

La quantité totale d'énergie éolienne convertible sur un territoire, c'est-à-dire la quantité d'énergie qui peut être réellement produite par la mise en œuvre à l'échelle d'une région, des systèmes de conversion de l'énergie éolienne, dépend de façon significative des caractéristiques, du rendement espéré et du dimensionnement des éoliennes. C'est pourquoi il n'y a qu'une méthode unique pour estimer et représenter l'énergie éolienne disponible.

Pour caractériser les ressources en énergie, il y a lieu de distinguer l'énergie éolienne disponible, qui est l'énergie que pourrait transformer une éolienne idéale, et l'énergie éolienne récupérable, qui dépend des caractéristiques du système de conversion utilisé. Chacun de ces concepts présente des avantages et des inconvénients suivant son application.

II. L'INTERET DE L'ENERGIE EOLIENNE

L'intérêt actuel pour l'énergie éolienne provient du besoin d'élaborer des systèmes d'énergie propre durables auxquels on peut se fier à long terme. L'aérodynamique et l'ingénierie ont permis d'améliorer les éoliennes. Maintenant, elles offrent une énergie fiable, rentable, non polluante pour les applications des particuliers, des communautés et pour les applications nationales [16].

Les bénéfices de l'énergie éolienne ne sont pas qu'environnementaux. Ils sont aussi économiques et sociaux. La mise en service d'éoliennes crée plus d'emplois par unité d'énergie produite par rapport aux modes traditionnels de production d'énergie (pétrole, charbon, et le nucléaire) [19].

L'énergie éolienne entraîne un coût très bas en termes réels à accès égal au financement, en plus des coûts environnementaux.

III. CONDITIONS MINIMALES DE VENT

Le tableau suivant nous présente la réaction des éoliennes en fonction de conditions de vent [16].

4,5 m/s	16,2 km/h	Bien que cela varie en fonction du type d'éoliennes, il faut un minimum de vent pour qu'elle se mette à tourner. C'est la vitesse d'amorçage.
6m/s	21,6km/h	Voilà une vitesse moyenne des vents qui vous permettent d'exploiter sérieusement une éolienne pour produire de l'énergie. Si, au site où vous projetez d'installer une éolienne, la moyenne annuelle est plus basse, il n'est pas sûr du tout que ce soit une opération très rentable
8m/s	30km/h	Les choses sérieuses commencent ! C'est un seuil idéal pour installer une éolienne.
15m/s	55km/h	Un bon vent pour votre éolienne. Elle est en pleine production. Le propriétaire d'un parc éolien voudrait des vents comme ceux-là tous les jours !
25m/s	90km/h	Votre petite éolienne doit être arrêtée, cela va trop vite pour sa frêle constitution ! Sa grande sœur fonctionne bien, mais déjà les contrôles automatiques réduisent sa capacité.
30m/s	115km/h	Toutes les éoliennes sont arrêtées. Les autres risquent des dommages considérables : perte des pales, rupture de la tour.

Tableau II. 1 : Conditions minimales d'exploitation des sites.

IV. VENTS EN ALGERIE

Les vents « GISEMENT EOLIEN » de l'Algérie commencent à être timidement étudiés. L'évaluation globale du gisement éolien dans notre pays se fait en première phase à partir des données des stations météorologiques classiques, les vents sont mesurés à un ou deux mètres du sol. Lorsque les vents dans une zone ou une région sont définis comme source d'énergie, des études approfondies doivent être faites selon les aérogénérateurs que l'on désire installer [17].

Toutefois, la vitesse du vent subit des variations en fonction des saisons qu'on ne doit pas négliger, en particulier, lorsqu'il s'agit d'installer des systèmes de conversion de l'énergie éolienne.

Les cartes saisonnières représentées en figure (II.1) montrent clairement que l'automne et l'hiver sont moins ventés que le reste des saisons et que le printemps en est la plus ventée. Néanmoins, on remarque que la région de Tiaret fait exception avec une vitesse plus faible en été qu'en hiver. D'un autre côté, des régions telles que Biskra, Adrar et Annaba sont caractérisés par une vitesse relativement constante tout au long de l'année [11].



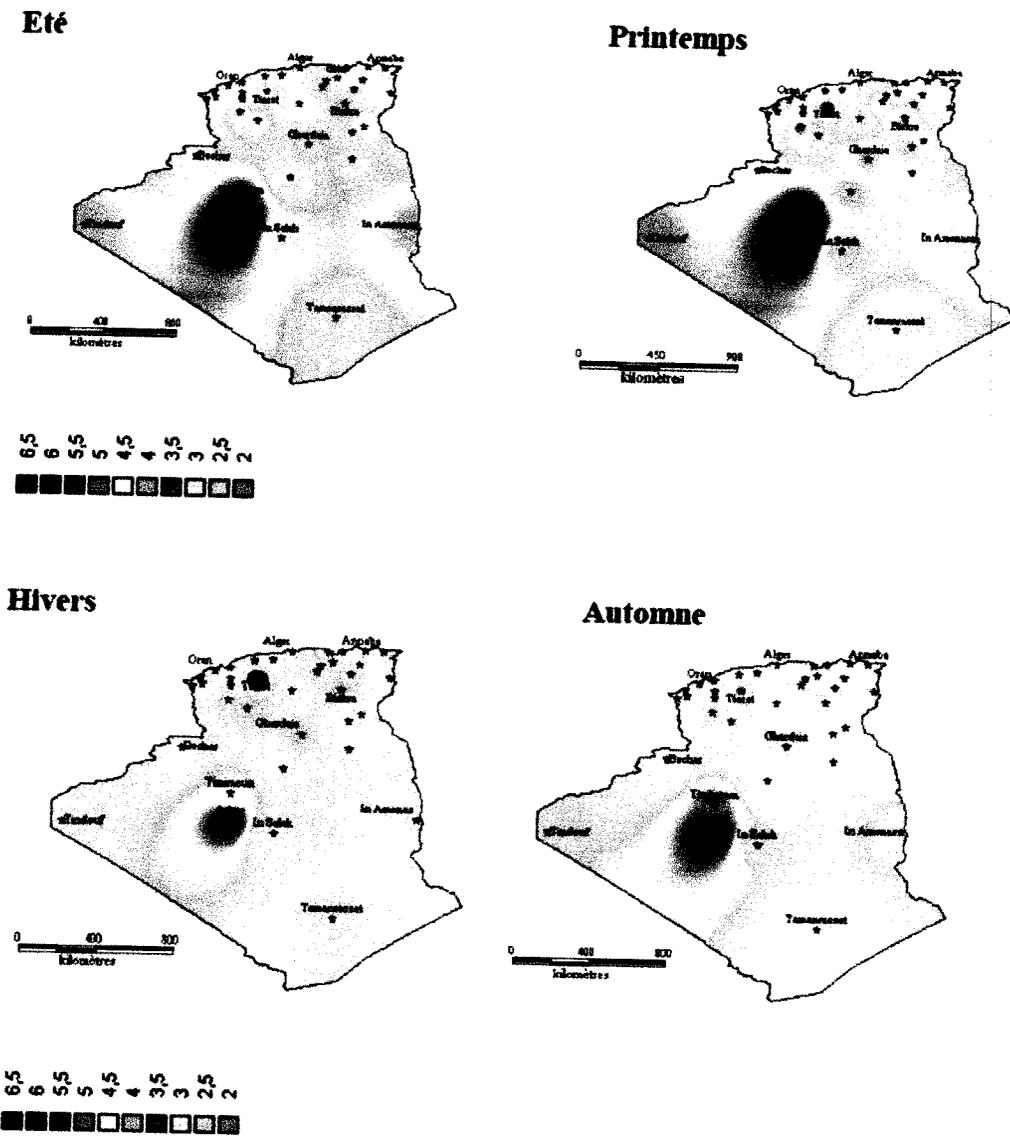


Figure II. 1: Cartes saisonnières de la vitesse su vent de l'Algérie [11].

V. PROPRIETES DE L'AIR

L'énergie du vent dépend de la densité de l'air pour une vitesse donnée.

La densité de l'air ρ peut s'obtenir de l'équation des gaz parfait :

$$\rho = \frac{m}{V_0} = \frac{P_e}{R.T} \tag{II.1}$$

Avec : P_e : Pression (Bar) ;

V_0 : Volume (m^3) ;

m : Masse (kg) ;

R : Constante des gaz parfait (-)

T : Température ($^{\circ}K$)



La densité de l'air est une fonction de la température et de l'altitude, elle diminue avec l'augmentation de l'altitude et la température.

Pour un air sec et une pression atmosphérique de 1 bar, et une température de 15°C, la densité de l'air est de 1.225kg/m³.

Pratiquement la densité de l'air varie d'une manière monotone avec la puissance du vent.

VI. CHOIX DU SITE

Par suite de l'irrégularité des vents, la rentabilité d'une machine éolienne dépend beaucoup de facteur :

- Paramètre dominant est la vitesse du vent (elle doit être élevée).
- Configuration du terrain : les terrains plats où il y'a peu de turbulence dans l'écoulement de l'air.
 - La hauteur des obstacles :
 1. Collines aux pentes douces et arrondies : site très favorable.
 2. Colline à pente raide ou sommets de falaise : site propre à provoquer la destruction de la machine dans de brefs délais ; à éviter.
 3. Piton rocheux, arbre, immeuble, maison : éviter les installations à proximité immédiate car il y'a présence de perturbation au vent et sous le vent.
 - Type d'application : pour le pompage d'eau par exemple, il faut aussi tenir compte de la disponibilité des nappes d'eau sur le site.

VII. LOI DE DISTRIBUTION DE WEIBULL

La connaissance de la loi de distribution de la vitesse du vent est importante pour de nombreuses applications de l'énergie éolienne : l'énergie moyenne disponible, le facteur d'irrégularité, la puissance récupérable ou le facteur de conversion pour un type d'aérogénérateur donné, et pour estimer la probabilité pour que la vitesse du vent soit comprise dans un intervalle bien déterminé qui présente un intérêt (par exemple au dessous du seuil de démarrage, au dessus de la vitesse nominale, au dessus de destruction ou d'arrêt nécessaire).

La forme mathématique de la distribution de Weibull (Equation I.6)

$$f(V) = \left(\frac{k}{c}\right) \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (\text{II.2})$$

Dans le premier chapitre, on a défini la fréquence cumulée pour une vitesse inférieure ou supérieure à un certain seuil donné V_x (Equations I.7, I.8 et I.9) et meilleur sur la relation de la vitesse moyenne du vent (Equation I.10).



La vitesse cubique moyenne du vent est donnée par la relation suivante :

$$\langle V^3 \rangle = \int_0^{\infty} V^3 \cdot f(V) \cdot dV = C^3 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (\text{II.3})$$

D'où les rapports $\frac{\bar{V}}{C}$, $\frac{\delta}{\bar{V}}$ (l'étalement), le coefficient d'irrégularité $\frac{\langle V^3 \rangle}{\bar{V}^3}$ et le rapport $\frac{V_m}{\bar{V}}$ dépendent seulement de k , qui définit le centrage de la distribution.

$$\frac{\bar{V}}{C} = \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (\text{II.4})$$

$$\frac{\delta}{\bar{V}} = \left[\frac{\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right)}{\Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)} - 1 \right]^{\frac{1}{2}} \quad (\text{II.5})$$

$$\frac{\langle V^3 \rangle}{\bar{V}^3} = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)}{\Gamma^3\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (\text{II.6})$$

$$\frac{V_m}{\bar{V}} = \frac{(\ln 2)^{1/k}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (\text{II.7})$$

Tel que V_m : la vitesse médiane.

VIII. INFLUENCE DE LA HAUTEUR SUR L'ENERGIE EOLIENNE

On détermine la vitesse moyenne du vent à une hauteur quelconque du rotor, par la relation :

$$\bar{V} = V_1 \cdot \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^{\alpha} \quad (\text{II.8})$$

Une approche intéressante de l'estimation de la fonction de distribution des vitesses de Weibull selon la hauteur au dessus du sol est donnée par C. G. JUSTUS et A. S. MIKHAIL (1976) selon la loi de puissance modifiée par le facteur d'échelle C_1 et de forme k_1 à une hauteur h_1 (10 mètres au dessus sol pour le cas présent) C_2 et k_2 à une hauteur plus grande h_2 [18].

$$C_2 = C_1 \cdot \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^{\alpha k} \quad \text{tel que} \quad \alpha k = \frac{x - 0.088 \cdot \log(C_1)}{1 - 0.088 \cdot \log(h_1/10)} \quad (\text{II.9})$$

$$k_2 = \frac{k_1 \left[1 - 0.088 \cdot \log\left(\frac{h_1}{10}\right)\right]}{\left[1 - 0.088 \cdot \log\left(\frac{h_2}{10}\right)\right]} \quad (\text{II.10})$$

IX. EVALUATION DE LA DENSITE DE PUISSANCE DU VENT

La puissance moyenne disponible à travers une surface S dépend essentiellement de la valeur cubique moyenne de la vitesse du vent, elle est donnée par :

$$\bar{P}_d = \frac{1}{2} \rho S \langle V^3 \rangle \quad (\text{II.11})$$

IX.1. Puissance éolien récupérable

L'énergie cinétique est convertie en énergie mécanique grâce à l'hélice des éoliennes. La vitesse du vent en aval de la roue n'étant jamais nulle, ceci implique que la puissance éolienne disponible n'est pas entièrement récupérée au niveau de l'hélice [20].

Le théorème de Betz montre que le maximum d'énergie pratiquement récupérable est égal à 16/27 de l'énergie totale.

Tenant compte de la limite de Betz, et prenant pour ρ une valeur moyenne de 1.25 kg/m³, la densité de puissance moyenne annuelle récupérable \bar{P} exprimée en kWh/m².an se calcule à partir de la formule suivante [16] :

$$\bar{P} = \frac{16}{27} \cdot T \cdot P_m \quad (\text{II.12})$$

Avec :

$$P_m = \frac{1}{2} 1.25 \langle V^3 \rangle \quad (\text{II.13})$$

$$\bar{P} = 0.37 \cdot \langle V^3 \rangle \quad (\text{II.14})$$

Où T : l'échelle de temps à une année ; T = 365.24 = 8760 heures/an.

Enfin la densité de puissance moyenne annuelle théoriquement récupérable est :

$$\bar{P} = 3.25 \cdot \langle V^3 \rangle = 3.25 \frac{\Gamma[1+\frac{3}{k}]}{[\Gamma(1+\frac{3}{k})]^3} \bar{V}^3 \quad (\text{II.15})$$

X. RESULTATS ET DISCUSSION

En plus d'être les régions les plus ventées sur le territoire Algérien, les zones steppiques sont caractérisées aussi par une richesse hydrique (nappes souterraines) relativement importante, qui doit être exploitée pour répondre aux besoins d'eau potable et d'irrigation.

Une étude du potentiel éolien disponible dans ces régions est donc nécessaire ; elle est basée sur l'Atlas établi par l'ONM (Office National de la Météorologique).

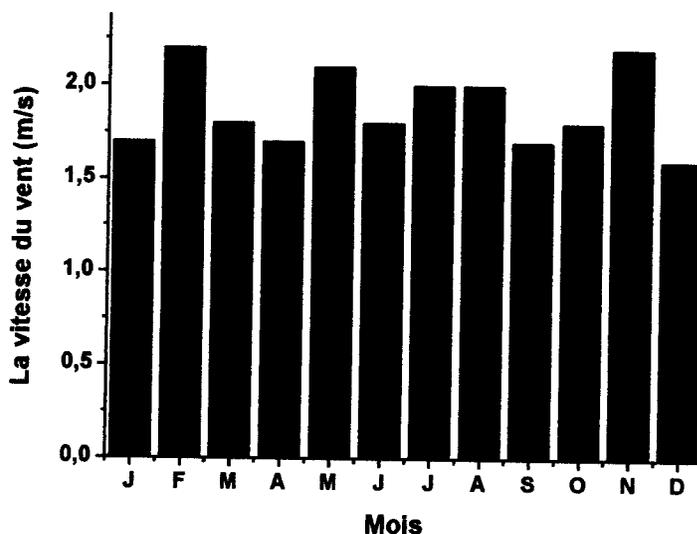


Figure II. 2 : Vitesses moyennes mensuelles du vent du site Tlemcen pour l'année 2011.

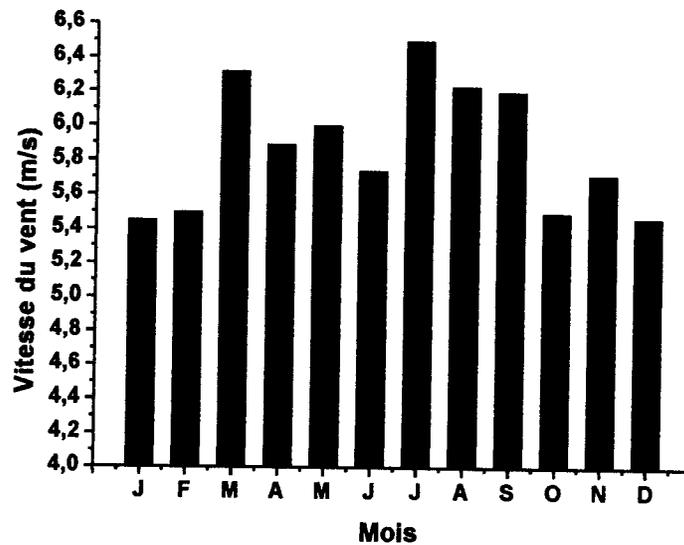


Figure II. 3: Vitesses moyennes mensuelles du vent du site d'Adrar [16].

Les figures (II.2 et II.3) représentent la distribution moyenne mensuelle de la vitesse de vent sur les sites de Tlemcen (la station météorologique de Zénata " Aéroport" Année 2011) et le site d'Adrar à une hauteur de 10 m du sol [16]. On remarque, sur ces figures, que le site de Tlemcen présente une évolution du vent pratiquement uniforme durant l'année (pas de fluctuation et facile à dimensionner). Par contre la région d'Adrar est caractérisée par des variations mensuelles énormes.

Le site de Tlemcen offre un potentiel énergétique éolien assez faible et ne peut être rentable que pour des systèmes de petites puissances. Par contre, le site d'Adrar est caractérisé par un potentiel énergétique très important, et peut être rentable même pour les grandes installations.

La distribution de Weibull est caractérisée par deux paramètres:

- Le paramètre de forme k (sans dimensions) qui caractérise la dissymétrie et l'allure de la distribution.
- Le paramètre d'échelle C (m/s).

La distribution de Weibull a été appliquée aux sites de Tlemcen et Adrar (Figure II.4).

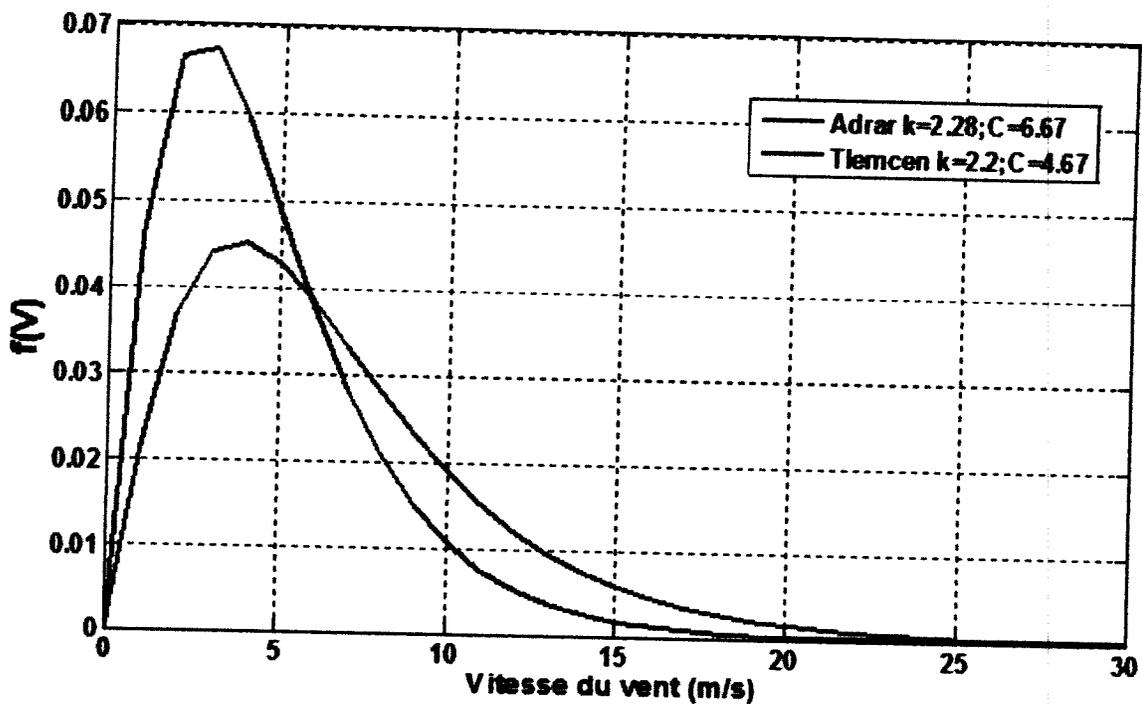


Figure II. 4: Distribution de Weibull de la vitesse du vent du site d'Adrar et Tlemcen à 10 m a.d.s.

On note : a.d.s : au dessus de sol ;

On remarque que la courbe est asymétrique et atteint un maximum pour une certaine valeur de la vitesse, qu'elle décroît au fur et à mesure que la vitesse augmente jusqu'à s'annuler complètement. C'est la représentation de la distribution des fréquences des vitesses moyennes et tri horaires pour une classe donnée de k et C des paramètres de Weibull.

Par ailleurs, les courbes de densité de probabilité des différents sites sont données en Figure II.4. En effet, les modes passent de 2 m/s pour Tlemcen vers 4,3 m/s pour Adrar. La courbe représentative de ce dernier site approche la forme gaussienne.

De la même manière nous pouvons voir que le régime du vent d'Adrar se prolonge jusque à 25 m/s tandis que pour Tlemcen le régime n'excède pas 15m/s.

Toutefois les éoliennes de petite puissance destinées au pompage de l'eau, sont généralement installées à des hauteurs supérieures à 10m (typiquement de 12 à 30 m). Pour cela il est indispensable de connaître la vitesse moyenne du vent à des altitudes plus élevées et extrapoler les paramètres k et C en utilisant les équations (II.9 et II.10) avec un paramètre x qui vaut 0.31 pour une rugosité de 0.01m caractéristique de la région d'Adrar et Tlemcen.

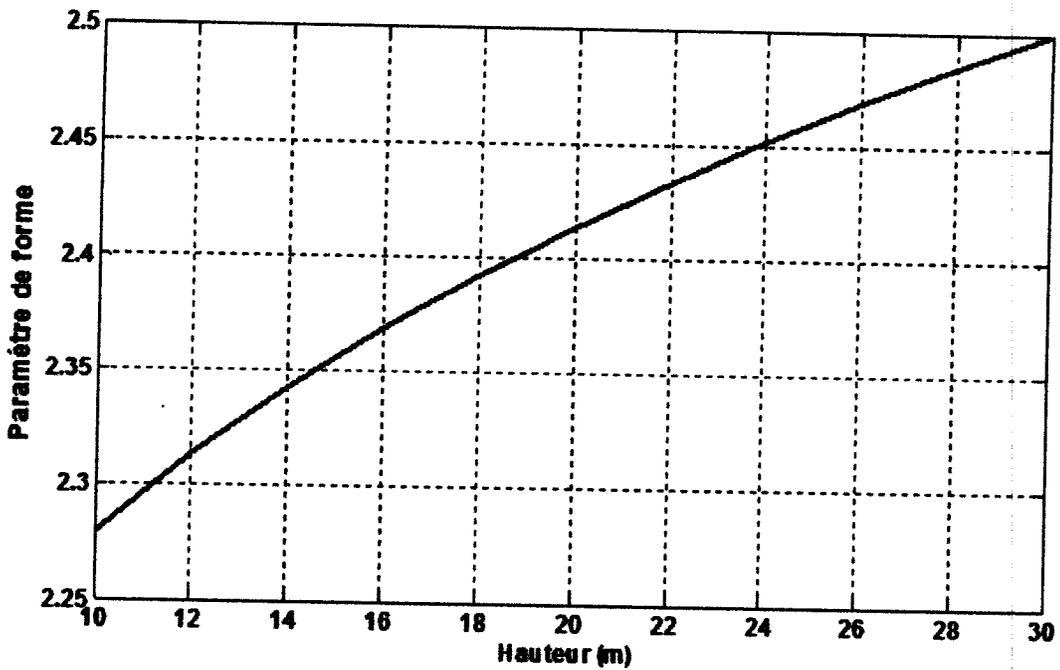


Figure II. 5 : Variation du paramètre de forme k en fonction de la hauteur pour le site de Tlemcen.

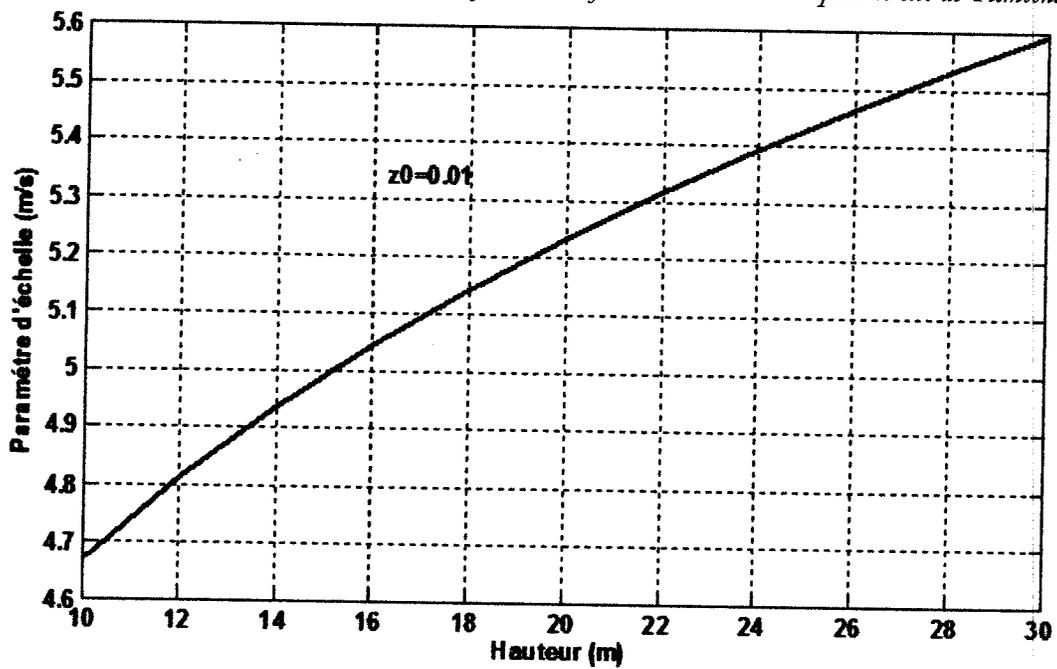


Figure II. 6 : Variation du paramètre d'échelle C en fonction de la hauteur pour le site de Tlemcen.



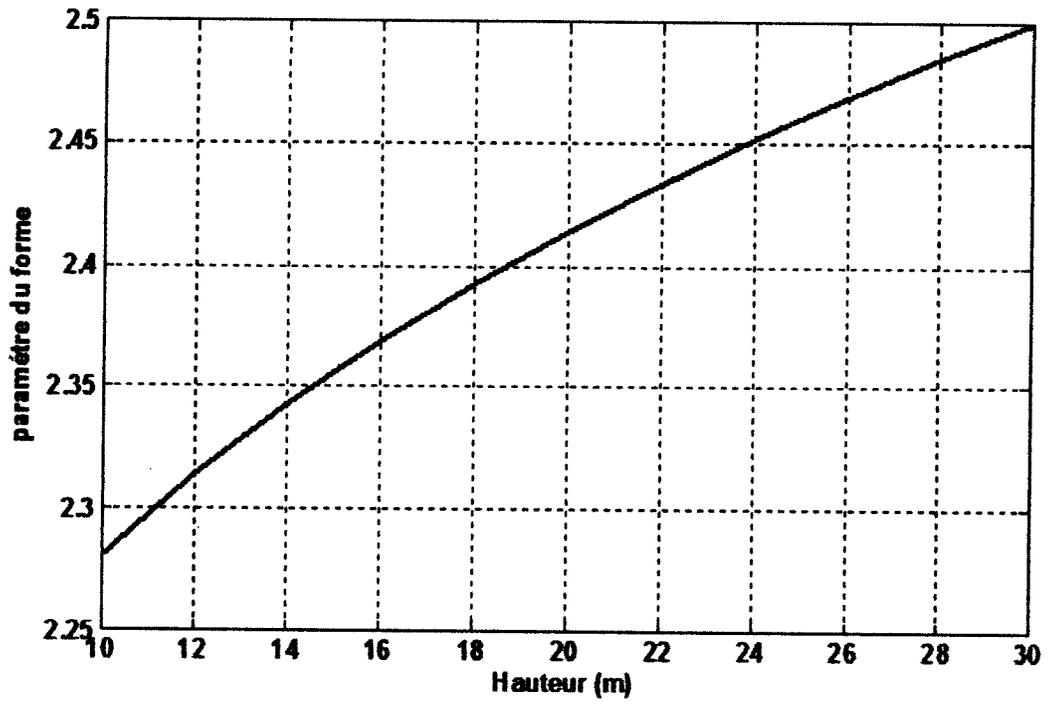


Figure II. 7 : Variation du paramètre de forme k en fonction de la hauteur pour le site d'Adrar.

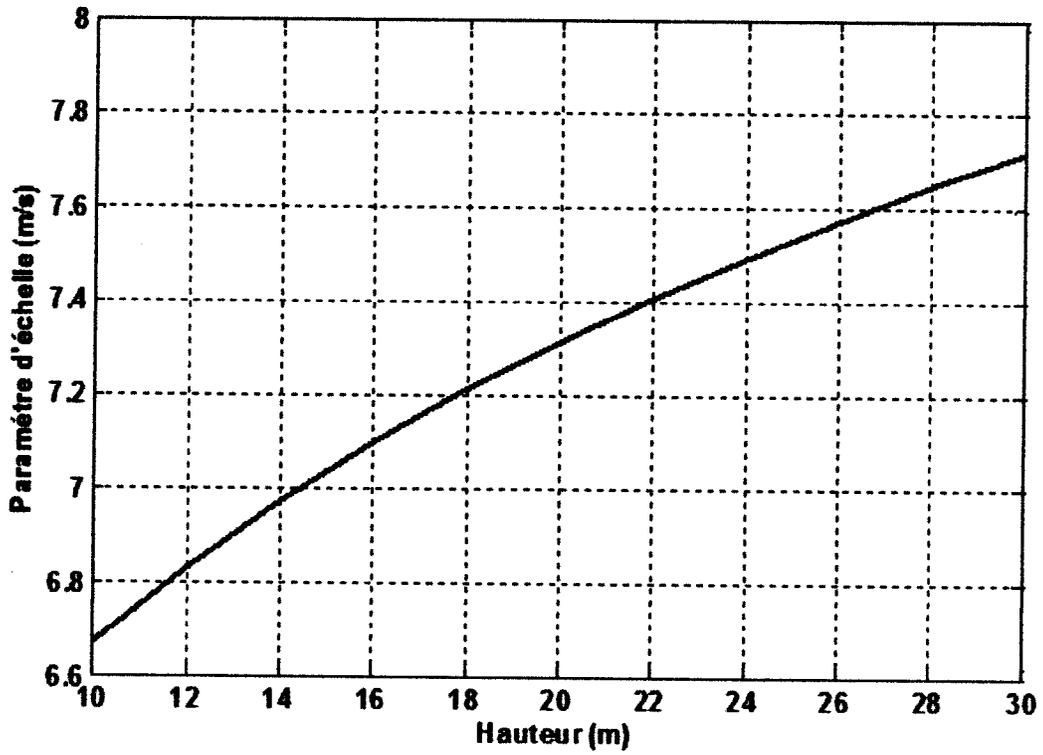


Figure II. 8 : Variation du paramètre d'échelle C en fonction de la hauteur pour le site d'Adrar.

Sur les figures (II.5, II.6, II.7 et II.8) on remarque bien que l'extrapolation verticale du paramètre de forme k et d'échelle C montre que ces derniers augmentent avec l'altitude.



L'augmentation de l'altitude entraîne une augmentation des paramètres k et C ce qui centre la distribution et diminue, d'où l'intérêt d'avoir une distribution à une hauteur plus élevée en déterminant la fréquence maximale du vent.

Le tracé de la vitesse moyenne (Voir Figures II.9 pour Tlemcen et II.10 pour Adrar, et Tableau II.2) et cubique moyenne en fonction de la hauteur (Voir figure II.11 pour Tlemcen et II.12 pour Adrar, et tableau II.2) montre que la vitesse moyenne cubique ne cesse d'augmenter avec la hauteur parce que les deux sites de Tlemcen (Aéroport) et d'Adrar sont des terrains plats et espacés, d'où une augmentation de la puissance récupérée. La vitesse moyenne du vent augmente sans cesse même au delà de 100 mètres, à l'inverse d'un site montagneux où la vitesse moyenne du vent atteint un seuil de stabilité rapidement à cause des obstacles.

Site	k [-]	C [m/s]	\bar{V}_1 [m/s]	$\langle V^3 \rangle$
Tlemcen	2.2	4.67	2.3	103.7
Adrar	2.28	6.67	5.9	462.23

Tableau II. 2: Paramètres k et C de la distribution de Weibull pour les sites de Tlemcen et d'Adrar.

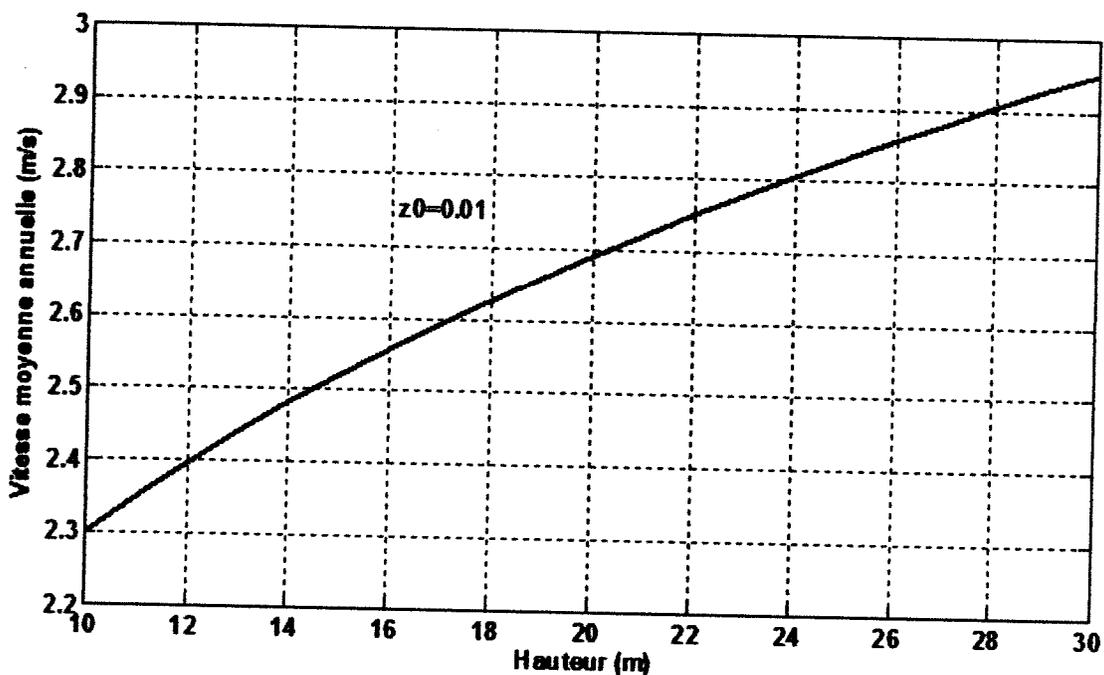


Figure II. 9: Vitesses moyennes annuelles du vent à différentes altitudes pour le site de Tlemcen.

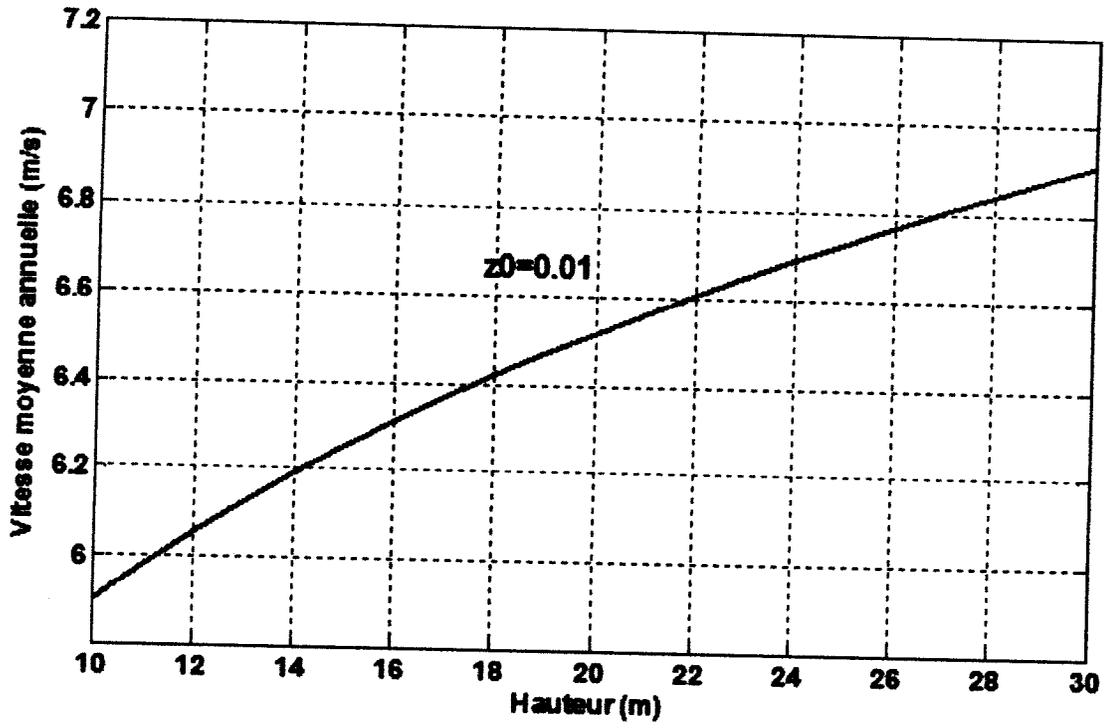


Figure II. 10: Vitesses moyennes annuelles du vent à différentes altitudes pour le site d'Adrar.

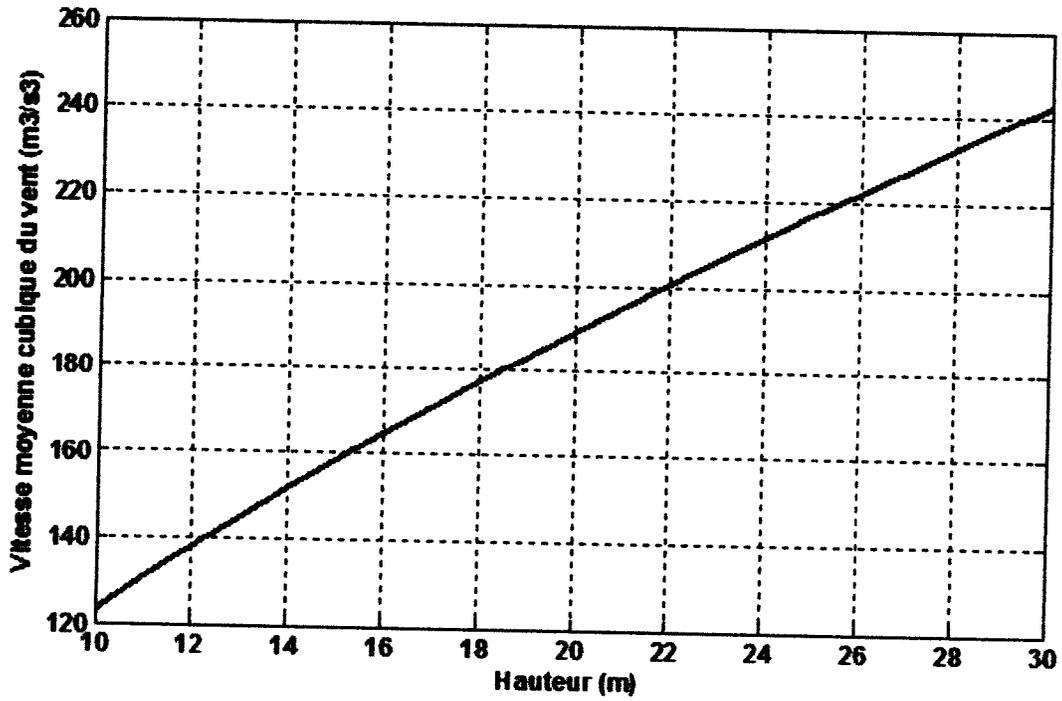


Figure II. 11: Vitesses moyennes cubiques annuelles du vent à différentes altitudes pour le site de Tlemcen.



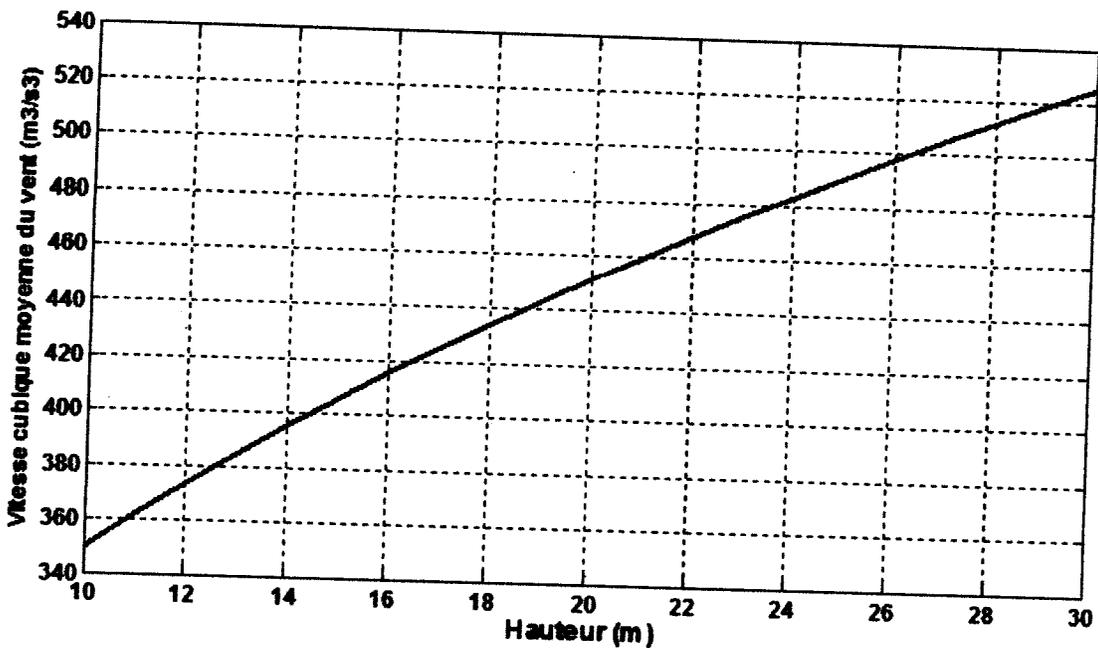


Figure II. 12 : Vitesses moyennes cubiques annuelles du vent à différentes altitudes pour le site d'Adrar.

Le potentiel énergétique récupérable au site d'Adrar est très important (vitesse moyenne annuelle supérieur à 5 m/s) par rapport au site de Tlemcen (Vitesse moyenne annuelle 2.3m/s).

La densité de puissance moyenne annuelle récupérable sur le site de Tlemcen à 10m est estimée à 303,5 kWh/m².an et au site d'Adrar pour la même hauteur égal à 1136 kWh/m².an.

CONCLUSION

La région d'Adrar présente un gisement éolien excellent meilleur que le site de Tlemcen. La densité de puissance moyenne annuelle récupérable sur le site de Tlemcen à 10m est estimée à 303,5 kWh/m².an et au site d'Adrar pour la même hauteur à 1136 kWh/m².an. Donc Le potentiel énergétique récupérable au site d'Adrar est plus important (vitesse moyenne annuelle supérieur à 5m/s) par rapport au site de Tlemcen (vitesse moyenne annuelle 2.3 m/s).

Les coefficients C et k augmentent avec l'altitude, d'où une augmentation de la vitesse moyenne, du gisement et de la quantité du vent.

Les vitesses moyennes du vent enregistrées dans ces régions permettent une rentabilité intéressante des systèmes éoliens. Les résultats montrent, que l'existence de la nappe albiennne dans la région d'Adrar est un avantage supplémentaire grâce à la faible profondeur du toit du réservoir. Avantage qui milite en faveur du montage mécanique, plus performant pour les faibles profondeurs.

CHAPITRE

III

MODELISATION DU
SYSTEME DE
POMPAGE EOLIEN



INTRODUCTION

L'utilisation de système de pompage éolien est une solution pour satisfaire les besoins en eau dans un site isolé assez bien venté. De tels systèmes présentent plusieurs avantages du fait de leur flexibilité et leur fiabilité.

Deux types de systèmes de pompage existent : le système mécanique et le système électrique.

Dans ce chapitre, nous présentons les différents composants du système de pompage et ses caractéristiques ainsi que son principe de fonctionnement et puis l'estimation de la puissance produite par une éolienne multipale et l'estimation de la quantité d'eau pompée.

I. EOLIENNES DE POMPAGE

1) *Éoliennes de pompage mécaniques*

L'éolienne de pompage mécanique traditionnelle utilise un système bielle manivelle monté sur l'arbre du rotor. Elle possède normalement plusieurs pales montées sur un rotor qui tourne relativement lentement.

Le système bielle manivelle transforme le mouvement rotatif de la bielle en un mouvement rectiligne alternatif qui commande la pompe à piston installée dans un puits ou un étang, à la base de l'éolienne.

Le mouvement alternatif du piston de la pompe assure le pompage de l'eau. Les éoliennes de pompage mécaniques ont leurs avantages et leurs inconvénients. Elles sont généralement fiables, d'un entretien facile et d'un coût abordable. La contrainte principale réside dans le fait qu'elles doivent être installées directement au-dessus du puits ou de l'étang, même si l'eau doit être utilisée à une certaine distance de ce puits.

2) *Éoliennes de pompage électriques*

Contrairement au système mécanique, le système éolien électrique n'est pas obligé de se trouver près de la source d'approvisionnement en eau.

Le système éolien électrique commande une pompe électrique, (après conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique) qui aspire l'eau de la source (un puits ou un étang) et la refoule à l'endroit de son utilisation (un abreuvoir à bétail, un étang ou un système d'irrigation).

La quantité d'énergie consommée par la pompe électrique peut être adaptée à la puissance de sortie de l'éolienne, de sorte que l'énergie éolienne soit utilisée efficacement.

Les éoliennes de pompage électriques ne comprennent pas de batteries. L'eau est stockée dans un réservoir qui sert de réserve d'énergie.

La figure (III.1) montre le schéma des systèmes de pompage mécaniques et électriques pour le pompage de l'eau.



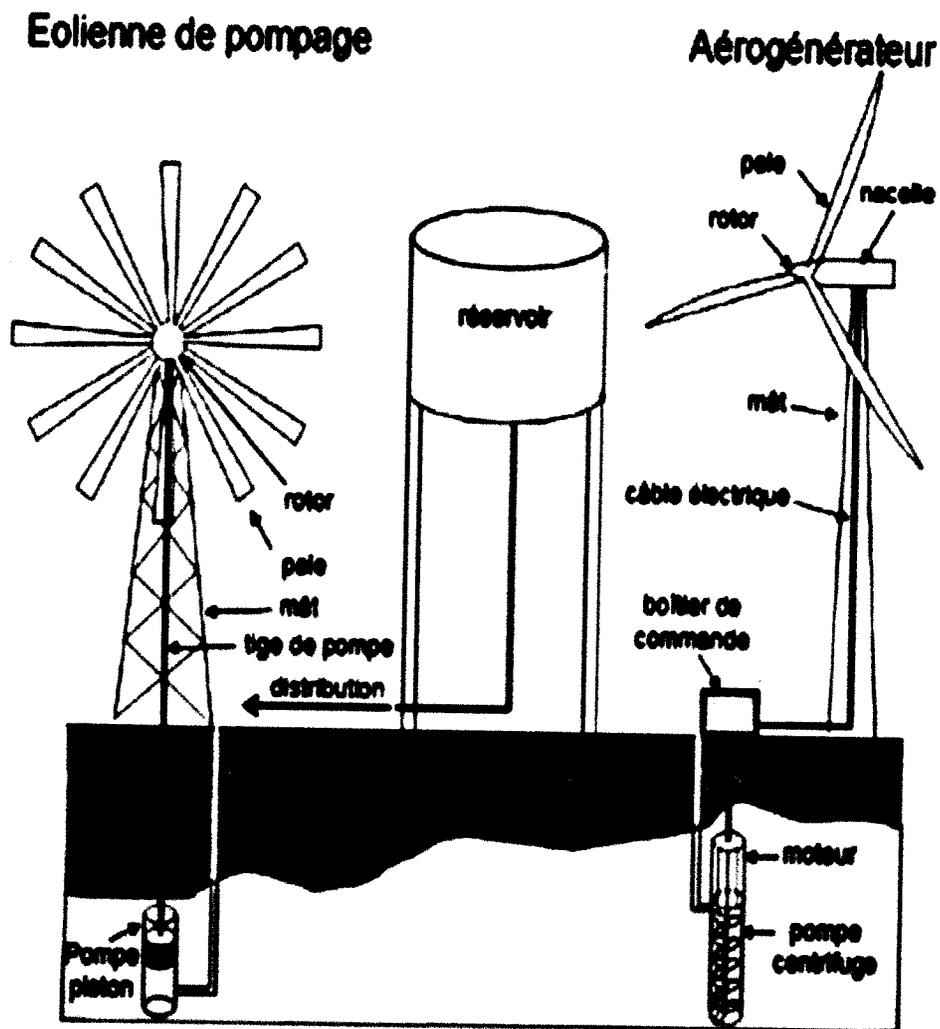


Figure III. 1 : Représentation schématique des systèmes éoliens mécaniques et électriques pour le pompage de l'eau [21].

Il est préférable d'utiliser une éolienne de pompage mécanique. On évite ainsi de passer par l'électricité et le système est plus simple. Pour pomper 20 m^3 par jour à 20 m de profondeur une éolienne de 3 mètres de diamètre est suffisante. La vitesse de démarrage est comprise entre 2 à 3 m/s.

II. AEROMOTEURS CONSACRES AU POMPAGE

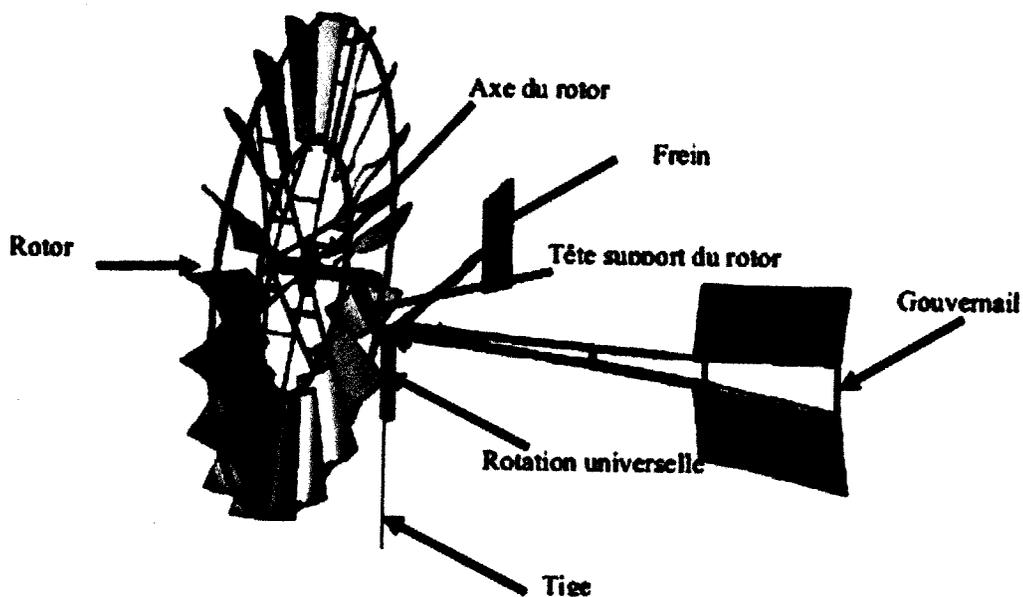


Figure III. 2 : Présentation de différentes parties de système éolien.

1) Tour

Il existe 2 types de tour permettant d'élever une éolienne de pompage. Les tours de type pylône montés à partir de barres en profil fixées des boulons+écrous. Ce sont les plus utilisées : les plus pratiques, du point de vue transport et installation : les moins chères quand il s'agit d'atteindre des hauteurs élevées pour des éoliennes de pompage (de l'ordre de 6-7 mètres) (Voir Figure (III.3)). Il existe également des tours formées d'un seul tube d'acier (Voir Figure (III.4)).



Figure III. 3 : Tour en tube.





Figure III. 4 : Tour de pylône.

2) Rotor

Le rotor est le moteur du système. Il existe deux types de rotors. Le rotor américain est composé de 2 arceaux supportés par 5 ou 6 rayons. C'est le type de structure la plus utilisée pour les aéromoteurs. Il existe cependant des rotors à pales longues, sans arceaux, qui nécessitent un rayon par pale.

Le diamètre du rotor varie entre 2 et 8 mètre. Il ne peut pas dépasser les 8 mètre de diamètre du fait du poids du moulin. En effet pour les moulins lents à fort couple de démarrage, la structure est telle que la masse du moulin ne permet pas de dépasser des diamètres de l'ordre de la dizaine de mètres. Le diamètre d'une éolienne de pompage est choisi en fonction du débit d'eau requis par l'utilisateur, de la hauteur de pompage et de la vitesse du vent. Il faut déterminer le diamètre du rotor, pour réaliser un devis d'installation fait en fonction des courbes caractéristiques du moulin.

3) Pales

Plus le nombre de pales est grand, plus le couple de démarrage sera grand et plus la vitesse de rotation sera petite.

Le nombre de pales d'un moulin est une variable qui agit sur les variables couple et vitesse de rotation qui sont caractéristiques pour une éolienne donnée. En effet plus une éolienne possède de pales plus son couple est important et plus sa vitesse de rotation est faible. C'est donc sa solidité qui permet d'avoir un couple important. Pour satisfaire la fonction de pompage d'eau, il est nécessaire que les éoliennes possèdent un couple important. Les éoliennes de pompage peuvent posséder de 6 pour les moins munies à 72 pales (Voir Figure (III.5)) pour les plus munies. Il faut tout de même noter que la majorité des éoliennes possèdent entre 12 et 24 pales.





Figure III. 5: Rotor à 72 pales.

4) Matériaux

Les éoliennes de ce type sont conçues en acier ordinaire recouvert d'une peinture anticorrosive, ou bien en acier galvanisé. Ainsi protégé, un moulin a une durée de vie de plusieurs dizaine d'années.

5) Transmission

Il existe 2 types de transmission du mouvement vers la pompe. Le premier est une transmission directe de la puissance de l'axe grâce à une excentrique solidaire de l'axe. La seconde utilise un système d'engrenage démultiplicateur. Ceci a pour effet de diminuer le couple de démarrage du moulin mais en contre partie, la course du piston est ralentie.

III. SYSTEME DE POMPAGE

Les pompes sont des appareils qui génèrent une différence de pression entre les tubulures d'entrée et de sortie.

Suivant les conditions d'utilisation, ces machines communiquent au fluide, de l'énergie potentielle (par accroissement de la pression en aval) soit de l'énergie cinétique par la mise en mouvement du fluide.

La pompe peut être :- volumétrique ou centrifuge, - immergée en surface.



III.1. Pompes centrifuges

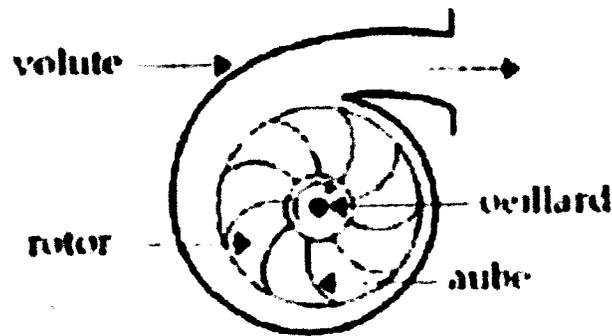


Figure III. 6: Composition d'une pompe centrifuge.

Les pompes centrifuges sont de construction très simple : en version de base, elles sont essentiellement constituées d'une pièce en rotation, le rotor appelé aussi roue ou hélice qui tourne dans un carter appelé corps de pompe (Voir figure (III.6)).

Dans ces pompes, l'énergie mécanique est tout d'abord transformée en énergie cinétique, le liquide est mis en vitesse dans un impulseur. Ce sont donc des machines hydrodynamiques. L'énergie cinétique est ensuite transformée en énergie potentielle (de pression) par ralentissement de la vitesse du liquide dans une volute.

Aspiration: la pompe étant amorcée (c'est à dire pleine de liquide), la vitesse du fluide qui entre dans la roue augmente, et par conséquent la pression dans l'ouïe diminue, engendrant ainsi une aspiration et le maintien de l'amorçage

Accélération: la rotation augmente la vitesse du fluide tandis que la force centrifuge qui le comprime sur la périphérie augmente sa pression. Les aubes sont le plus souvent incurvées et inclinées vers l'arrière par rapport au sens de rotation, mais ce n'est pas une obligation. Dans un même corps de pompe on peut monter des roues différentes en fonction des caractéristiques du fluide.

Refoulement: dans l'élargissement en sortie, qui se comporte comme un divergent, le liquide perd de la vitesse au profit de l'accroissement de pression : l'énergie cinétique est convertie en énergie de pression.

III.1.1. Vitesse et diamètre spécifique d'une pompe

La vitesse spécifique est le nombre de tours réel d'une pompe géométriquement semblable à la pompe considérée, qui élèverait à une chambre de 1m un débit de $1\text{m}^3/\text{s}$. Elle définit entièrement le type et la forme géométrique de la pompe. Le diamètre de cette pompe est le diamètre spécifique.

Les pompes centrifuges ont des vitesses spécifiques faibles.

III.2. Pompes volumétriques

Ces pompes utilisent les variations de volume du fluide pompé pour obtenir un accroissement de pression. Le fluide est d'abord aspiré par l'accroissement d'un volume puis refoulé par diminution de ce même volume.

Une pompe volumétrique se compose d'un corps de pompe parfaitement clos à l'intérieur duquel se déplace un élément mobile rigoureusement ajusté. Leur fonctionnement repose sur le principe suivant :

- Exécution d'un mouvement cyclique.
- Pendant un cycle, un volume déterminé de liquide pénètre dans un compartiment avant d'être refoulé à la fin.

Ce mouvement permet le déplacement du liquide entre l'orifice d'aspiration et l'orifice de refoulement.

Parmi les pompes volumétriques on distingue :

Les pompes volumétriques rotatives: Ces pompes sont constituées par une pièce mobile animée d'un mouvement de rotation autour d'un axe, qui tourne dans le corps de pompe et crée le mouvement du liquide pompé par déplacement d'un volume depuis l'aspiration jusqu'au refoulement.

Les pompes volumétriques alternatives: Dans ce type de pompes on rencontre une capacité à volume alternativement croissant puis décroissant ; tandis que dans les pompes à double effet on disposera d'une capacité à volume global constant séparé en deux par une cloison intérieure mobile. Ces pompes posséderont donc à l'aspiration comme au refoulement un ou plusieurs clapets.

L'intérêt des pompes volumétriques est de pouvoir véhiculer un fluide sans de très fortes pressions mais elles ne conviennent que pour les débits faibles, ce qui rend leur emploi très limité pour l'alimentation agricole.

IV. PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DU SYSTEME DE POMPAGE

IV.1. Couplage mécanique

Le moteur éolien entraîne un multiplicateur qui adapte la vitesse de rotation nominale de la pompe centrifuge.

Un renvoi associé au multiplicateur de vitesse attaque l'arbre de la pompe qui est prolongé jusqu'au sommet du pylône.

L'association d'une pompe centrifuge et du moteur éolien par un arbre nécessite que ces deux systèmes soient montés à la verticale de la tête de puits, mais cet inconvénient par rapport au couplage électrique, est compensé par un rendement supérieur. La transmission mécanique absorbe en effet beaucoup moins d'énergie électrique par l'aérogénérateur puis la conversion inverse pour actionner la pompe.

IV.2. Couplage électrique

Le moteur éolien entraîne une génératrice qui transforme l'énergie mécanique produite en énergie électrique.

L'énergie électrique produite va être directement utilisée pour actionner le moteur d'une pompe centrifuge.

V. MODELISATION D'UN SYSTEME DE POMPAGE

Notre système se compose essentiellement d'une éolienne multipale et d'une pompe. Une modélisation de ces deux parties est nécessaire pour établir une relation directe entre le débit et la puissance récupérer d'une part et le débit et la vitesse du vent d'une autre part.

V.1. Modélisation de l'éolienne multipale

L'expression de la puissance produite par un aéromoteur donné s'écrit comme suit :

$$P = 0.5 \rho_a C_p \eta_{ar} S V^3 \quad (III.1)$$

Avec :

P : Puissance électrique directement utilisable [w] ;

ρ_a : Densité de l'air (1.225 kg/m³) ;

C_p : Coefficient de puissance du rotor ;

η_{ar} : Rendement de l'aéromoteur ;

S : Surface balayé par le rotor [m²] ;

V : Vitesse du vent à la hauteur du rotor [m/s].

D'après l'équation (III.1) on peut voir que la puissance produite est indéfiniment croissante en fonction de la vitesse du vent, ce qui n'est pas le cas dans la réalité.

Les dispositifs de sécurité de la machine éolienne font en sorte à avoir l'expression de la puissance répartie sur différentes gammes de vitesses du vent (Figure III.7).

Chaque machine éolienne est caractérisée par la vitesse de démarrage V_d , une vitesse nominale V_n et une vitesse d'arrêt V_m spécifiques.

La vitesse de démarrage V_d : à partir à laquelle commence à fournir de l'énergie.

La vitesse nominale V_n : chaque turbine éolienne est dimensionnée pour développer une puissance nominale à partir d'une vitesse de vent nominale V_n .

La vitesse maximale du vent V_m : pour laquelle la turbine ne convertit plus d'énergie éolienne, pour des raisons de sûreté de fonctionnement.

Ces différentes vitesses spécifiques définissent quatre zones sur le diagramme de la puissance utile en fonction de la vitesse du vent :

La zone I : où $P=0$, le vent n'est pas suffisant pour faire fonctionner la turbine.

La zone II : la puissance fournie par l'arbre va dépendre de la vitesse du vent.



$$f(V) = \left(\frac{K}{C}\right) \cdot \left(\frac{V}{C}\right)^{K-1} \cdot \exp \left[-\left(\frac{V}{C}\right)^K \right] \quad (\text{III.6})$$

Où :

K est le facteur de forme et C est le facteur d'échelle.

Cette puissance dépend fondamentalement de deux paramètres :

- Le fonctionnement de la machine éolienne qui est défini par sa courbe de puissance.
- Vitesse du vent sur le site.

Remplaçant P(V) (équation III.3) et f(V) (équation III.6) par ces expressions en équation (III.5)

Et l'intégrale (III.5) va s'écrire sous la forme suivante :

$$\bar{P} = \int_{V_d}^{V_n} (\alpha + \beta \cdot V + \gamma \cdot V^2) \cdot \frac{K}{C} \cdot \left(\frac{V}{C}\right)^{K-1} \cdot \exp \left[-\left(\frac{V}{C}\right)^K \right] \cdot dV + \int_{V_n}^{V_m} \underbrace{P_n \cdot \frac{K}{C} \cdot \left(\frac{V}{C}\right)^{K-1} \cdot \exp \left[-\left(\frac{V}{C}\right)^K \right]}_I \cdot dV$$

I s'écrit sous la forme :

$$I = P_n \cdot (F(V_c) - F(V_n)) \quad (\text{III.7})$$

Donc l'expression finale donnant la puissance produite par un éolienne entre les vitesses V_d et V_m va s'écrire sous la forme suivante :

$$\bar{P} = \int_{V_d}^{V_n} (\alpha + \beta \cdot V + \gamma \cdot V^2) \cdot \frac{K}{C} \cdot \left(\frac{V}{C}\right)^{K-1} \cdot \exp \left[-\left(\frac{V}{C}\right)^K \right] \cdot dV + P_n \cdot \left[\exp \left[-\left(\frac{V_n}{C}\right)^K \right] - \exp \left[-\left(\frac{V_m}{C}\right)^K \right] \right] \quad (\text{III.8})$$

V.1.2. Facteur de puissance

Le facteur de puissance d'un système de conversion de l'énergie éolienne est défini par le rapport de la puissance électrique délivrée en sortie et sa puissance nominale dans un régime de vent donné.

$$F_p = \left(\frac{\bar{P}}{P_n} \right) \quad (\text{III.9})$$

V.2. Modélisation de système de pompage

V.2.1. Puissance hydraulique de la pompe

La puissance hydraulique nécessaire pour puiser l'eau à une hauteur H_m est donnée par la relation suivante :

$$P_h = \rho_e \cdot g \cdot H_m \cdot Q \quad (\text{III.10})$$

Avec :

ρ_e : Masse volumique de l'eau [1000kg/m³].

g : Intensité moyenne de la pesanteur [9.81m/s²].

H_m : Hauteur manométrique total [m] : est la différence de pression du liquide la franchissant.

Q : Débit moyen [m³/s].

Cette puissance peut être exprimée en fonction de la puissance électrique absorbée par le moteur de la pompe, elle est donnée par :

$$\bar{P}_h = \eta \cdot \bar{P} \quad (\text{III.11})$$

Où :

η : Rendement global du système (éolienne+pompe).

\bar{P} : Puissance moyenne fournie par l'éolienne.

V.2.2. Estimation du débit moyen fourni

Le débit moyen fourni par le système est donc donné par la relation suivante [24] :

$$Q = \frac{\eta \cdot \bar{P}}{\rho_e \cdot g \cdot H_m} \quad (\text{III.12})$$

Une autre approche d'évaluation du débit sans passer par le calcul de la puissance fournie par l'éolienne repose sur la relation suivante [25] :

$$Q(V) = \int_{V_d}^{V_m} q(V) \cdot f(V) dV \quad (\text{III.13})$$

$q(V)$: Courbes exprimant la variation du débit de la pompe à utiliser en fonction de la vitesse du vent.

Pour rétablir l'expression de $q(V)$, nous avons supposé que le système fonctionne à son point de conception (où le rendement est optimal).

La puissance développée par l'éolienne en ce point donné par :

$$P = 0.5 \cdot \rho_a C_p \eta_{ar} S V^3 \quad (\text{III.14})$$

$$P = 0.5 \cdot \rho_a \left[\frac{\pi \cdot D_r^2}{4} \right] C_p \eta_{ar} V^3 \quad (\text{III.15})$$

D_r : Diamètre du rotor de l'éolienne.

Et la puissance consommée par la pompe en ce point est donnée par :

$$P_p = \frac{\rho_e g H_m Q_m}{\eta_p} \quad (\text{III.16})$$

Notons qu'en ce point, l'éolienne et la pompe sont à leur point optimal de fonctionnement, alors :

$$P = P_p \Rightarrow 0.5 \cdot \rho_a \left[\frac{\pi \cdot D_r^2}{4} \right] C_p \eta_{ar} V^3 = \frac{\rho_e g H_m Q_m}{\eta_p} \quad (\text{III.17})$$

Le débit maximal du système (éolienne + pompe) est donné donc par :

$$Q_m = \frac{1}{2} \rho_a \left[\frac{\pi \cdot D_r^2}{4} \right] C_p \eta_{ar} \eta_p V^3 / \rho_e g H_m \quad (\text{III.18})$$

Cependant, le débit fourni par la pompe éolienne varie instantanément avec la vitesse du vent.

Pour une pompe centrifuge idéale [25] ;

$$Q \propto N_p D_p^3 \quad (\text{III.19})$$

Donc, le débit de la pompe à n'importe qu'elle vitesse du vent en terme du débit maximal peut être représenté par :

$$Q_V = Q_m \left(\frac{N_{PV}}{N_{Pm}} \right) \quad (\text{III.20})$$

Avec : Q_V : Débit fourni à la vitesse V du vent.

Q_m : Débit maximal.

N_{PV} : Vitesse de rotation de la pompe à la vitesse V du vent.

N_{Pm} : Vitesse maximale de rotation de la pompe.

Avec N_{PV} donné par [25] :

$$N_{PV} = G \lambda V \left(\frac{1}{\pi D_r} \right) \quad (\text{III.21})$$

G : Rapport de vitesse de rotation (pompe/ éolienne).

λ : Vitesse spécifique de l'éolienne.

De (III.18, III.20 et III.21) le débit instantané de la pompe éolienne à une vitesse V du vent peut être estimé par :

$$Q_V = \frac{1}{8} C_p \eta V D_r \left(\frac{\rho_a}{\rho_e} \right) \left(\frac{V_o^3}{g H_m} \right) \left(\frac{G \lambda}{N_{Pm}} \right) \quad (\text{III.22})$$

Où :

V_o : Vitesse optimale du vent, elle indique la vitesse à laquelle la plus grand part d'énergie est disponible dans un régime donné du vent [26].

$$V_o = c \left(\frac{k+2}{k} \right)^{1/k} \quad (\text{III.23})$$

Remplaçons dans (III.13), le débit fourni par un système de pompage éolien avec une pompe, sur un site, peut être estimé en résolvant l'équation suivante numériquement :

$$Q = \frac{\pi}{16 V_o^2} C_p \eta V D_r \left(\frac{\rho_a}{\rho_e} \right) \left(\frac{V_o^3}{g H_m} \right) \left(\frac{G \lambda}{N_{Pm}} \right) \int_{V_d}^{V_m} V^2 \exp - \left[\frac{\pi}{4} \left(\frac{V}{V_o} \right)^2 \right] \quad (\text{III.24})$$

Le rapport de la vitesse et la taille de la pompe :

Le rapport de vitesse G et la taille de la pompe, qui est définie par le rapport de diamètre, constituent les facteurs les plus importants qui assurent un bon accouplement de l'éolienne à la pompe.

Une approche reliant la vitesse spécifique et le diamètre spécifique de la pompe à ces rapports est adoptée pour la présente analyse.

$$G = \sqrt{8\pi \left(\frac{\rho_e}{\rho_a} \right) \left(\frac{1}{\eta_p C_p} \right) \left(\frac{N_{sp}}{\lambda} \right) \left(g \frac{H_m}{V_m^2} \right)^{1.25}} \quad (\text{III.25})$$

Et le rapport de diamètre est donné par :

$$\frac{D_r}{D_p} = \sqrt{8\pi \left(\frac{\rho_e}{\rho_a}\right) \left(\frac{1}{\eta_p C_p}\right) \left(\frac{1}{\Delta}\right) \left(g \frac{H_m}{V_m^2}\right)^{3/4}} \quad (\text{III.26})$$

Où :

N_{sp} : Vitesse spécifique de la pompe.

Δ : Diamètre spécifique de la pompe.

CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons présenté les modèles mathématiques utilisés pour les calculs de la puissance produite par une éolienne donnée, ainsi que les quantités d'eau que pourrait fournir une éolienne couplé a une pompe.

CHAPITRE

IV

EVALUATION DES
PERFORMANCES
D'UN SYSTEME DE
POMPAGE EOLIEN



INTRODUCTION

La connaissance des performances réelles d'un système de pompage au fil du vent en termes de la quantité d'eau pompée, s'avère difficile.

Le présent chapitre porte sur la détermination de la puissance éolienne utilisable en fonction des limites de fonctionnement des aérogénérateurs et consacré à l'application de pompage mécanique et l'étude des performances du système (éolienne multipale + la pompe à piston), la puissance éolienne et le débit fournis par le système, en utilisant le logiciel MATLAB.

I. SYSTEME SIMULE

Le système simulé est le suivant : une éolienne lente entraînant une pompe à piston.

Pour illustrer cette modélisation on a utilisé donc des différentes éoliennes lentes où les caractéristiques sont portées dans le tableau IV.1 et ont été testés (par simulation) sur 02 sites algériens, à savoir le site Tlemcen et d'Adrar.

Site	Eolienne	Pompe à piston	Vitesses (m/s)
Tlemcen	Diamètre : 5m. Puissance nominale : 2000 Watt. Vitesse de démarrage : 1m/s.	Hauteur manométrique totale (HMT) : 5m. Rendement totale de la pompe : 0,95.	$V_d=1$ m/s $V_n=8$ m/s $V_m=20$ m/s
Adrar	Diamètre : 5m. Puissance nominale : 2700 Watt. Vitesse de démarrage : 3m/s.	Hauteur manométrique totale (HMT) : 5m. Rendement totale de la pompe : 0,95.	$V_d=3$ m/s $V_n=10$ m/s $V_m=20$ m/s

Tableau IV. 1 : Caractéristiques des éoliennes choisies.

II. SIMULATION

On s'intéresse à la détermination de la quantité d'eau pompée quotidiennement ; une estimation des puissances fournies par les éoliennes sur les deux sites (Tlemcen et Adrar) est représentée dans la figure (IV.1), (l'organigramme est donné dans l'Annexe A).

Une éolienne est caractérisée par sa courbe de puissance qui donne la variation de puissance disponible en fonction de la vitesse du vent.

On remarque que les éoliennes de 2000 et 2700 W présentent des résultats pratiquement identiques ce qui mérite réflexion compte tenu des différences de coût.

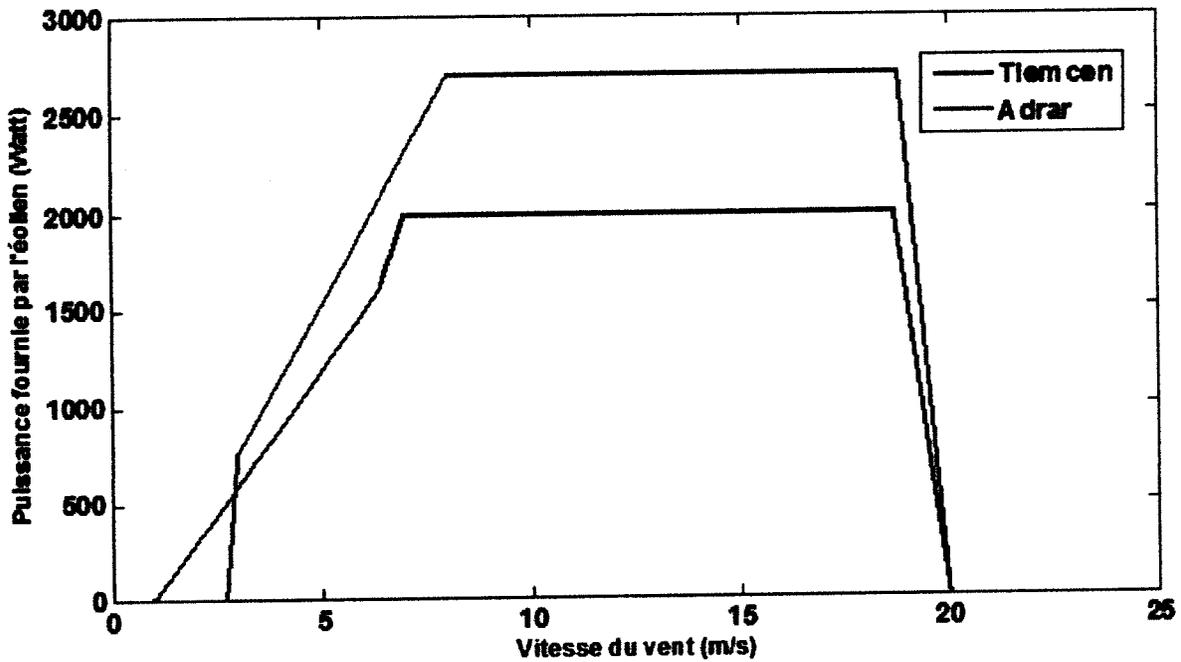


Figure IV. 1: Variation de la puissance fournie par chaque éolienne de la vitesse de vent.

On remarque, d'après la figure (IV.1), que les caractéristiques de l'éolien (P_n , V_n , V_d et V_m) ont une influence très importante sur la puissance utile délivrée par l'éolien et donc sur la quantité journalière d'eau pompée par le système.

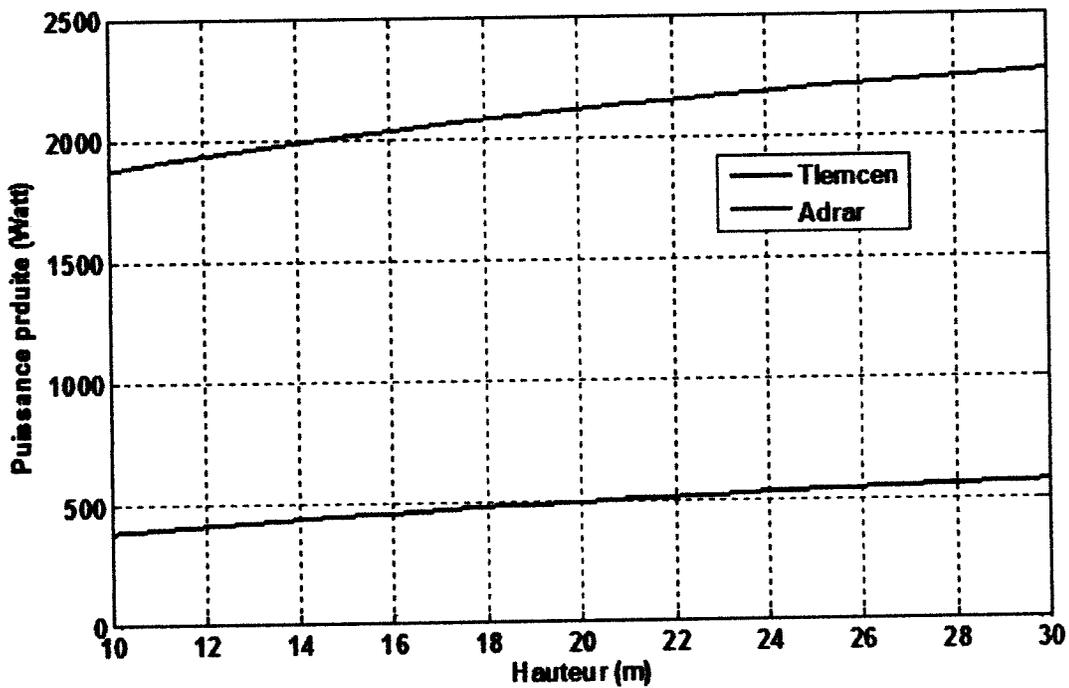


Figure IV. 2: Variation de la puissance éolienne produite en fonction de la hauteur.

Le site de Tlemcen offre un potentiel énergétique éolien assez faible et ne peut être rentable que pour des systèmes de petites puissances.

La Figure (IV.2), montrent que la puissance moyenne produite par l'éolienne sera plus important lorsque ce dernier est installé à une hauteur plus grande. A 15 mètres d'altitude par exemple, la puissance moyenne annuelle produite à Adrar étant de 2016 W, et elle atteint 2272 W à 30m de hauteur ce qui fait augmenter le facteur de puissance de 0,74 à 0,84 (Voir Figure IV.3) ; De même, sur le site de Tlemcen dont la vitesse moyenne annuelle est inférieure de celle d'Adrar, la puissance fournie par l'éolienne est égale à 576,6 à 30m d'altitude et le facteur de puissance à 0,28.

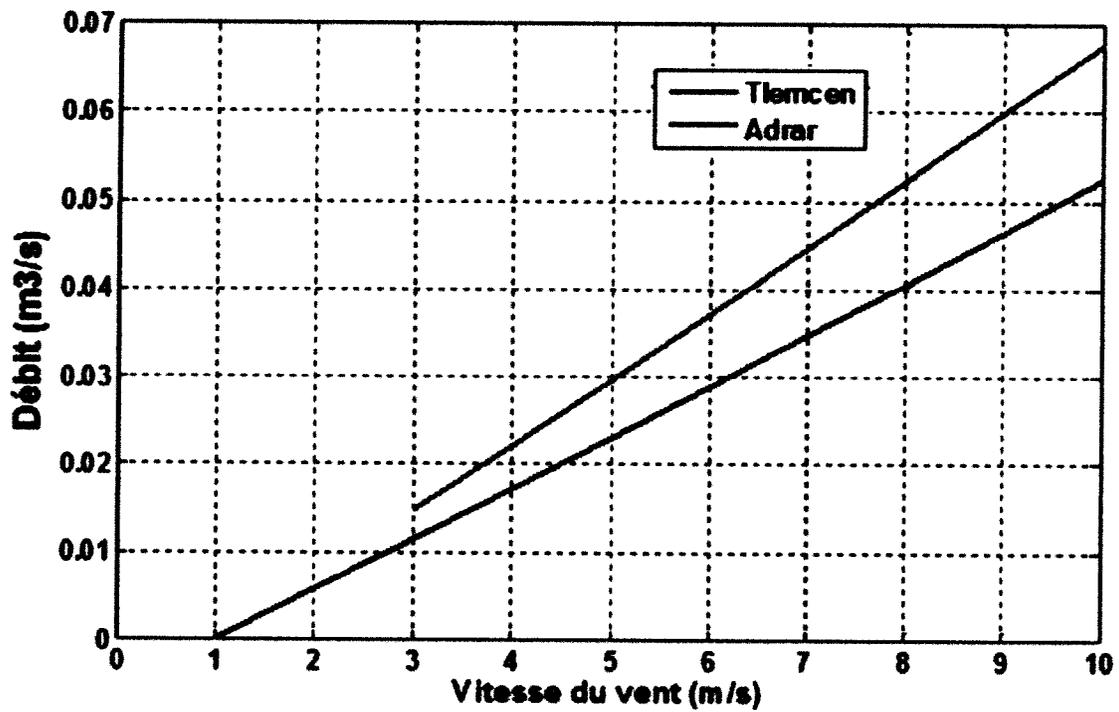


Figure IV. 4 : Variation du débit en fonction de la vitesse du vent.

D'après la courbe on remarque que le débit varie linéairement avec la vitesse du vent suivant l'équation (III.22).

La figure (IV.4) montre que pour la région Adrar, le débit moyen fourni est de $0.045 \text{ m}^3/\text{s}$ pour une hauteur manométrique de 5 mètres.

Et pour la région de Tlemcen où les vitesses du vent sont faibles, le débit moyen fourni est de $0.031 \text{ m}^3/\text{s}$ pour une hauteur manométrique de 5 mètres.

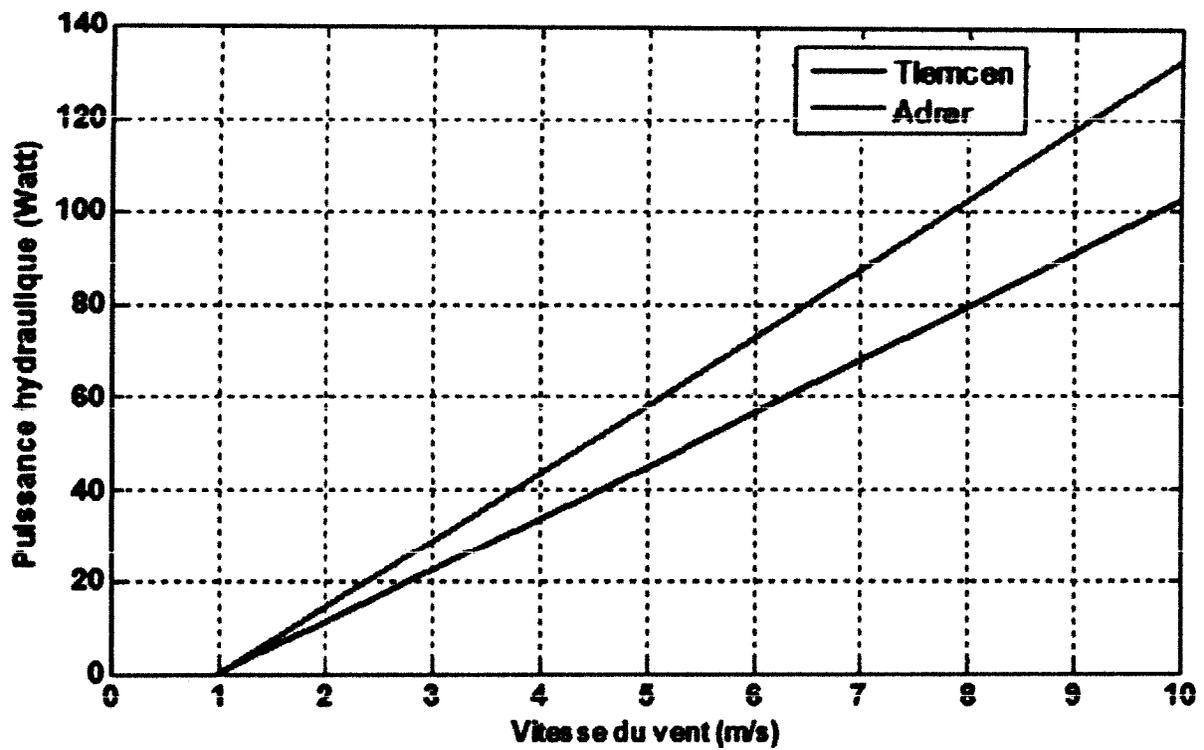


Figure IV. 5: Variation de la puissance hydraulique en fonction de la vitesse du vent.

La figure (IV.5) est une courbe caractéristique de la pompe éolienne ; cette courbe montre les variations de la puissance hydraulique fournie en fonction de la vitesse du vent.

On peut remarquer que la puissance hydraulique a diminué par rapport à la puissance éolienne ce qui peut être expliqué par la loi de Betz selon laquelle une éolienne ne peut convertir que 59% de l'énergie cinétique du vent.

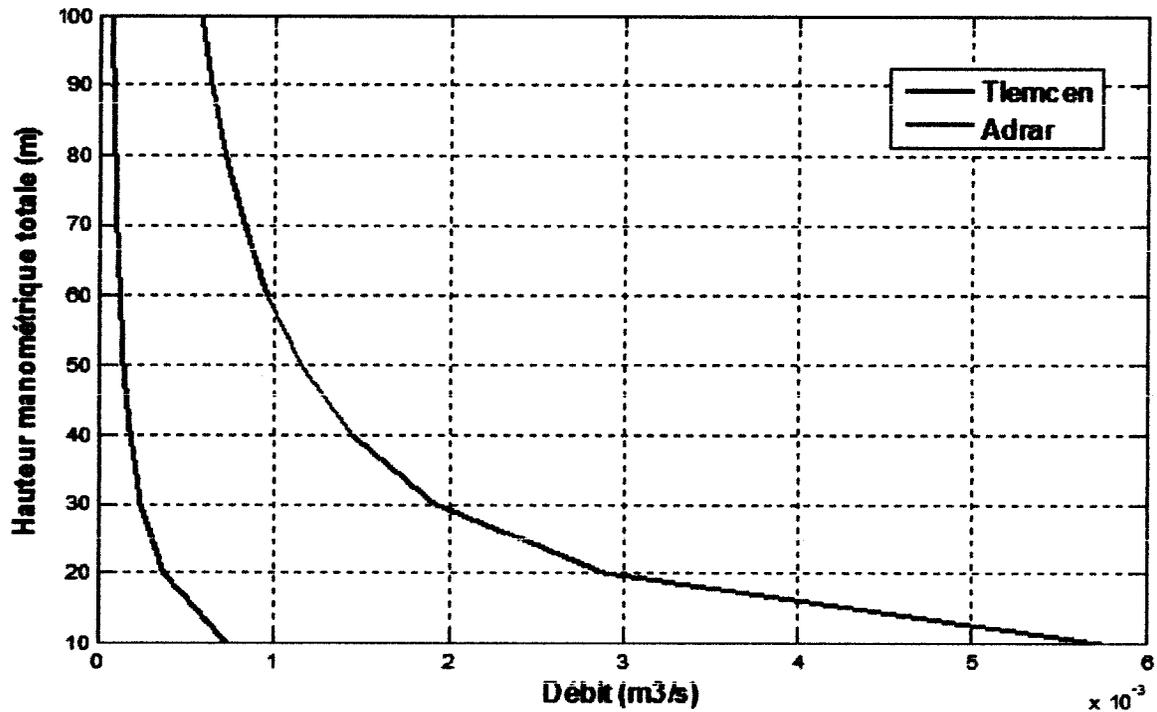


Figure IV. 6: Variation du débit moyen fournit avec la hauteur manométrique totale.

L'analyse des courbes de la Figure (IV.6) nous permet de reconnaître un rapport entre le débit d'eau pompé et la hauteur manométrique. A titre d'exemple, pour une éolienne installée sur une hauteur de 20 et 70 mètres en site de Tlemcen, le débit moyen fourni par cet éolienne est $3,687 \cdot 10^{-4} \text{ m}^3/\text{s}$ est $1,05 \cdot 10^{-4} \text{ m}^3/\text{s}$ respectivement est plus important pour une hauteur manométrique totale 20m. Et pour la même installation sur le site d'Adrar, le débit fourni est $28,91 \cdot 10^{-4} \text{ m}^3/\text{s}$ pour une hauteur manométrique de 20 m et $8,26 \cdot 10^{-4} \text{ m}^3/\text{s}$ pour une hauteur manométrique de 70m. Ce qui nous permet de déduire ce qui suit :

- Lorsqu'on pompe à de faibles profondeurs, les débits moyens sont plus importants que ceux obtenus à de grandes profondeurs.

CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons estimé la puissance que peut fournir notre système, ce qui est fonction de la hauteur manométrique totale.

Après, nous sommes intéressés à déterminer les quantités d'eau prévues, les facteurs limitatifs du débit et leur variation avec la hauteur manométrique totale.

Les résultats obtenus montrent que les performances du système dépendent essentiellement de :

- La hauteur manométrique totale de pompage.
- Le gisement éolien propre au site.

CONCLUSION GENERALE



CONCLUSION GENERALE

L'utilisation de l'énergie éolienne pour des applications de pompage de l'eau devient plus attractive pour l'approvisionnement en eau potable et d'irrigation des sites isolés et assez bien ventés.

Notre contribution consiste à modéliser et à simuler un système de pompage éolien mécanique, composé d'une éolienne lente ou multipale entraînant une pompe à piston, afin de pouvoir visualiser les différentes grandeurs caractérisant ce système.

Dans une première étape nous avons fait une étude introductive sur l'énergie éolienne, consacrée aux éoliennes et aux notions théoriques qui les gouvernent.

On a parlé des avantages et des inconvénients que présente l'énergie éolienne qui constitue aussi un moyen de fournir de l'énergie aux communautés rurales.

Ensuite, nous avons quantifié l'énergie éolienne disponible sur les sites de Tlemcen et Adrar, où la région d'Adrar présente un gisement éolien excellent meilleur que le site de Tlemcen. Les vitesses moyennes du vent enregistrées dans ces régions permettent une rentabilité intéressante des systèmes éoliens.

A partir des paramètres de Weibull, on peut tracer les courbes caractéristiques de n'importe quel site ; mais comme les éoliennes sont généralement installées sur des hauteurs plus élevées que la hauteur de mesure du vent, il est impératif de passer par l'extrapolation verticale des paramètres de Weibull à ces hauteurs, le gisement éolien étant très important et pour éviter les obstacles qui créent des perturbations provoquant des chutes de vitesse et un régime aléatoire de la vitesse du vent.

Après, on a choisi une des applications de l'énergie éolienne : le pompage éolien mécanique. Dans cette étape on a défini le pompage éolien, ses différents types et on a donné les différentes relations mathématiques caractérisant ce système.

Finalement, nous avons simulé et visualisé les différentes grandeurs du système de pompage (puissance éolienne, puissance hydraulique, le débit..) et déterminé, les différents facteurs influençant sur



le débit d'eau pompés, et nous avons trouvé que les performances du système dépendent essentiellement de :

- ✓ Le site d'implantation : potentiel éolien propre au site ;
- ✓ Le type d'éolienne : la puissance nominale ;
- ✓ La hauteur manométrique totale : la tendance qui se dégagé est que plus la hauteur manométrique diminue plus grande sera la quantité d'eau pompée;



REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES



REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

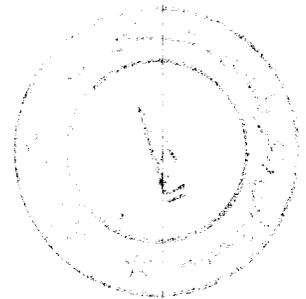
- [1] J. MARTIN. « Énergies Eoliennes », page de 2-13, Ingénieur de l'École nationale supérieure des arts et métiers, Techniques de l'Ingénieur, Traité de Génie énergétique.
- [2] P. GIPE, « Le Grand Livre de l'Eolien », édition du Moniteur, 2007.
- [3] H.J. WAGNER. « Energy Technologies, Subvolume C : Renewable Energy », 2003.
- [4] D. LE GOURIERES. « Eolienne : Théorie Conception et Calculs Pratiques des Installations », Edition Evrolles, Energie, 1980.
- [5] L. VADOT., « Étude Synoptique des Différents Types d'Eoliennes », La houille blanche, Mars Avril 1957.
- [6] SAVONIUS. – Brevet français n O 601.266 du 23 Juil. 1925.
- [7] DARRIEUS. – Brevet français n O 604.390 du 9 Oct. 1925.
- [8] L. AICHE-HAMAE et A.KHELLAF., « Evolution Mensuelle de la Ressource Eolienne à Travers l'Algérie » International Congress of Photovoltaics and Wind Energies (ICPWE-2003), Tlemcen, Algérie 21, 22 et 23 Décembre 2003.
- [9] D. MALIKA., « Pompage de l'Eau à l'Aide de l'Energie Eolienne au Service des Zones Rurales » Thèse de Magister, Université de Tlemcen, 2008.
- [10] A. DAVID., « Wind Turbin Technology, Fundamental Concepts of Wind Turbine Technology », Sprea Editor 1994.
- [11] F. R. ELGRIGE., Wind Machines, Report Prepared for National Science Foundation. Mitre Corporation, October 1975.
- [16] S. BOUSSALEM., « Etude des Performances d'un Système de Pompage Eolien », Thèse de Magister, Université de Tlemcen, 2005.
- [17] M. A. Tabet., « Le Gisement Eolien à Beni-Saf Région Côtière de l'Ouest Algérien », International Congress of Photovoltaics and Wind Energies (ICPWE-2003), Tlemcen, Algérie 21, 22 et 23 Décembre 2003.



- [18] N. KASBADJI MERZOUK., « Evaluation du Gisement Energétique Eolien Contribution à la Détermination du Profil Vertical de la Vitesse du Vent en Algérie », Thèse de Doctorat, Université de Tlemcen, 2006.
- [20] G. CUNTRY., « Eoliennes et Aérogénérateurs », EDISUD/Technologie douce, 1979.
- [22] L. MERAD., « Contribution à l'Etude d'un Système d'Aérogénérateur à Rendement Elevé, Application au site de Tlemcen », Thèse de Magister, Université de Tlemcen, 2001.
- [23] K. A. ABED., « Performance of a Wind Turbine Driven Compressor for Lifting Water », Energy PII : S0360-5442(96)33389-8.
- [24] O. GUERRI, K. AMEUR., « Exploitation de l'Energie Eolienne dans les Régions de Tindouf et Timimoun », 1^{er} séminaire sur l'énergie solaire ENERSOLE'01, Adrar, Algérie. Octobre 2001,
- [25] M. SATHYAJITH., K.P.PANDEY., « Modeling the Integrated Output of Wind-Driven Rotor Dynamic Pumps », Renewable Energy 28, (2003), pp. 1143-1155.
- [26] J. KUIKMAN., « Power for the World- A common Concept Wind Electric Power for Social and Economic Development in the Islamic Republic of Mauritania », December 1998.
- [27] M. AMELIO., S. BOVA., « Exploitation of Moderate Wind Resources by Antonomous Wind Electric Pumping Systems », Renewable Energy 21, (2000), pp. 255-269.

WEBOGRAPHIE

- [12] www.energies-renouvelables.org
- [13] www.airenergy.be
- [14] www.eole.org
- [15] www.dossiersdunet.com
- [19] www.espace-eolien.fr
- [21] www.canren.gc.ca/app/filerepository/



ANNEXE

