

République Algérienne Démocratique et Populaire
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

Université Hassiba Benbouali de Chlef
Ecole Doctorale
Faculté des Sciences & Sciences de l'Ingénieur
Département de Mécanique



Pour l'Obtention du Diplôme de
Magister en Mécanique

Option :

ENERGIE RENOUVELABLE

Par :

Nabila KHERBA

Thème

**Estimation de la Production Electrique d'une Ferme Eolienne
Application à la Région de Ténès**

Soutenu le 05 / 01 / 2011, devant le jury:

M^r BELMADANI .B	Professeur, U. Chlef	Président
M^{me} KASBADJI MERZOUK.N	Directrice de Recherche, CDER	Encadreur
M^r BELHAMEL.M	Directeur de Recherche, CDER	Examineur
M^r LOUKARFIL	Professeur, U. Chlef	Examineur
M^r BOUKLI HACENE.F	M.A.B, U. Chlef	Co promoteur

Remerciements

Avant de passer en revue les différentes étapes de ce mémoire, je tiens à adresser mes vifs remerciements à tous ceux qui m'ont aidé, d'une manière ou d'une autre, à mener à bien ce travail.

En premier lieu, je tiens à exprimer ma grande reconnaissance envers mon encadreur, Dr. Nachida Kesbadji Merzouk pour avoir encadrée ce travail, le soutien constant et les conseils qu'il m'a prodigués tout au long ce travail.

Je remercie le Professeur B.Belmadani pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de mémoire.

J'adresser mes meilleurs remerciements au Dr M. Belhamel, Directeur de recherche et Directeur du Centre de développement des Energies Renouvelables d'avoir accepté de faire partie du jury et avoir examiné ce travail.

Je remercie également au Professeur L.Loukarfi pour avoir accepté d'examiner ce travail.

Je remercie vivement Madame Djamila Abdeslame pour son aide.

Tous mes remerciements et ma reconnaissance à toute ma famille, en particulier ma mère, mon père, mes sœurs et frères, pour leur soutien sans limite.

Sommaire

Introduction générale

Chapitre 1 : Etat de l'art et problématique

1.1	Introduction.....	4
1.2	Ressources énergétique éolienne.....	4
1.2.1	Analyse des données réelles de vent.....	5
1.2.1.1	Variabilité temporelle.....	6
1.2.1.2	Variabilité spatiale.....	6
1.2.2	Travaux sur le gisement en Algérie.....	10
1.2.3	Outils développées pour l'estimation des ressources éoliennes.....	12
1.2.3.1	Le logiciel WAsP.....	12
1.2.3.2	Le logiciel RETScreen pour projets de centrale éolienne.....	12
1.2.3.3	Le logiciel logiciel WindPRO.....	13
1.3	installation éolienne.....	16
1.3.1	Historique.....	16
1.3.2	Les machines éoliennes.....	17
1.3.3	Les fermes éoliennes.....	18
1.3.3.1	Développement de l'éolien dans le monde.....	18
1.3.3.3	L'avenir proche dans le monde.....	19
1.3.3.4	Les projets prévus en Algérie.....	20
1.4	Avantages et désavantages de l'énergie éolienne.....	20
1.4.1	Les Avantage.....	20
1.4.2	Les désavantage.....	22
1.5	Problématique.....	23

Chapitre 2 : Technologies des aérogénérateurs

2.1	Introduction.....	24
2.2	Eolienne de pompage.....	24
2.2.1	Eolienne de pompage mécanique.....	25
2.2.2	Aérogénérateurs de pompage électrique.....	25

2.3	Les aérogénérateurs.....	26
2.3.1	Principe de fonctionnement d'une éolienne.....	27
2.3.2	Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique....	28
2.3.3	Types de turbine.....	29
2.3.3.1	Turbines à axe horizontal.....	29
2.3.3.2	Turbines à axe vertical.....	30
2.3.3.3	Eoliennes actuelles.....	33
2.4	Applications Eoliennes de production électrique.....	35
2.4.1	Ferme éolienne.....	35
2.4.1.1	Applications hors réseau.....	37
2.4.1.2	Applications en réseau.....	38
2.5	Conclusion.....	39

Chapitre 3 : Modélisation spatiale et temporelle de la vitesse de vent

3.1	Introduction.....	40
3.2	Origine de vent.....	40
3.3	Caractéristique du vent.....	41
3.4	La mesure du vent.....	42
3.5	Définition de la vitesse moyenne du vent.....	43
3.6	Energie fournie par le vent.....	43
3.7	Représentation statistique de la vitesse de vent.....	44
3.3.1	Distribution de Weibull.....	44
3.3.2	Distribution de Weibull Hybride.....	46
3.3.3	Distribution de Rayleigh.....	46
3.8	Vitesse moyenne et écart type.....	47
3.9	Méthodes d'ajustement.....	47
3.9.1	Méthode des moindres carrés.....	48
3.9.2	Méthode du maximum de vraisemblance.....	48
3.9.3	Méthode du maximum de vraisemblance modifiée.....	49

3.9.4	Comparaison des différentes méthodes.....	49
3.10	Puissance énergétique éolienne.....	50
3.10.1	Puissance éolienne disponible.....	50
3.10.2	Puissance récupéré par la roue (Théorie de betz).....	50
3.10.3	Puissance moyenne utilisable par un aérogénérateur.....	53
3.10.4	Puissance électrique moyenne sortie aérogénérateur.....	54
3.10.5	Estimation du facteur de capacité.....	56
3.10.6	Facteur de disponibilité.....	56
3.11	Les méthodes de modélisation spatiales.....	57
2.11.1	Modèles pronostiques.....	57
2.11.2	Modèles diagnostiques.....	58
3.12	Présentation du logiciel WAsP pour la modélisation spatiale.....	59
2.12.1	Limitations de WAsP en terrain complexe.....	60
3.13	Estimation de la production annuelle d'électricité d'une ferme éolienne.....	62
3.14	Conclusion.....	63

Chapitre 4 : Résultat et discussion de la Simulation

4.1	Introduction.....	64
4.2	Présentation de la région d'étude.....	64
4.3	Méthodologie adoptée pour l'estimation du potentiel éolien.....	66
4.3.1	Analyse des mesures du vent.....	66
4.3.2	Présentation des outils d'analyse.....	67
4.4	Estimation de la vitesse et du potentiel éolien.....	68
4.4.1	Fréquence de La vitesse du vent à l'échelle mensuelle.....	68
4.4.2	Variation des paramètres de Weibull.....	72
4.4.2.1	Distribution mensuelle.....	72
4.4.2.2	Distribution annuelle.....	75
4.5	Extrapolation des vitesses.....	76

4.5.1	Résultats mensuelles.....	77
4.6	Estimation de la potentiel électrique éolienne.....	78
4.7	Estimation de la production électrique sortie aérogénérateur.....	81
4.8	Conclusion.....	83
Chapitre 5 : Ressources Eoliennes déterminées à L'aide du Software WAsP		
5.1	Introduction.....	84
5.2	Cartographie de la ressource éolienne.....	84
5.3	Distribution des vitesses de vent.....	85
5.3.1	Régime mensuelle.....	85
5.3.2	Régime annuelle.....	89
5.4	Rose des vents.....	91
5.4.1	À l'échelle annuelle.....	91
5.4.2	À l'échelle mensuelle.....	92
5.5	Estimation de la production d'électricité.....	94
5.5.1	Établissement carte topographie.....	95
5.5.2	La rugosité du terrain.....	95
5.5.3	Obstacles.....	96
5.6	Estimation de la production électrique.....	97
5.6.1	Cartographie de potentiel énergétique éolien des zones sélectionnées.....	98
5.6.1.1	Atlas de la vitesse du vent.....	98
5.6.1.2	Atlas des vitesses du vent annuelles des deux sites sélectionnés.....	98
5.6.1.3	Atlas des potentiels éoliens disponibles des deux sites sélectionnés.....	100
5.6.2	Estimation de la production électrique annuelle.....	101
5.6.2.1	Synthèse de la ferme éolienne composée d'aérogénérateurs de 1MW.....	103

5.6.2.2	Synthèse de la ferme éolienne composée d'aérogénérateurs de 2MW.....	105
5.6.3	Estimation de la production électrique mensuelle.....	107
5.6.3.1	Résultat du 1 ^{ère} Scénario (1MW) dans la 1 ^{ère} site.....	107
5.6.3.2	Résultat du 1 ^{ère} Scénario (1MW) dans la 2 ^{ème} site.....	110
5.7	Validation des résultats estimés avec les résultats de WAsP.....	113
5.7.1	Validation mensuelle.....	113
5.7.2	Validation annuelle.....	115
5.8	Conclusion.....	116
	Conclusion générale.....	117
	Bibliographie.....	119

Introduction générale

L'énergie éolienne tire son nom du lieu grec Aiolos, Eole en latin. Dans la mythologie grecque et romaine, Eole vivait sur l'archipel des îles éoliennes et était le gardien des vents. Plusieurs récits font référence à ces pouvoirs. Dans l'Odyssée, Homère raconte par exemple qu'Ulysse et ses compagnons, de retour de la guerre de Troie, firent un jour escale sur une île éolienne. Eole les accueillit avec affabilité et le jour de leur départ leur fit présent d'un vent modéré qui porterait leurs navires chez eux. Il leur offrit également un sac dans lequel il avait enfermé des vents contraires et tempétueux. Malheureusement, après plusieurs jours de navigation un membre de l'équipage d'Ulysse ne résista pas à la tentation d'ouvrir le précieux sac : le vent s'échappèrent et les bateaux d'Ulysse furent pris dans une violente tempête. Un autre épisode est décrit par Virgile dans l'Énéide. Junon, souhaitant mettre fin aux aventures d'Énée et ses compagnons s'adressa à Eole alors que ceux-ci naviguaient au large de la Sicile : « *Éole, puisque le père des dieux et le roi des hommes t'accorda d'apaiser les flots ou de les soulever à l'aide du vent, une race qui m'est odieuse vogue sur la mer Tyrrhénienne [...] Déchaine la violace des vents, submerge et engloutis leurs bateaux, ou disperse-les et parsème leurs cadavres sur la mère* ». Eole s'exécuta et un violent tempête s'abattit sur les bateaux d'Énée. Ils ne furent que par l'intervention bienveillante de Neptune, [1].

Bien entendu, c'est Eole, le dieu du vent des anciens grecs, qui a donné son nom à ce type d'énergie éminemment renouvelable.

L'utilisation de la force du vent comme source d'énergie a commencé avec la navigation à voile. On estime que les Égyptiens sont les premiers, vers 3500 av. J.-C., ont adopté un mode de navigation disposant de voiles carrées pour faire avancer les bateaux voguant sur le Nil. Il a fallu attendre le début de notre ère pour que le vent soit utilisé dans un domaine autre que celui de la navigation. En effet les Perses construisent des roues à aubes qui, entraînées par le vent, permettaient de moulin du grain. La première description écrite de l'utilisation des moulins à vent en Inde date d'environ 400 ans avant J.-C. Puis apparurent

en chine des moulins à vents utilisés pour pomper de l'eau. Ce n'est qu'au XII^{ème} siècle, que l'utilisation des moulins à vent se développa en Europe. Utilisés tout d'abord pour mouliner le grain, d'où leur nom de " moulins ", ils furent aussi utilisés aux Pays-Bas pour assécher des lacs ou des terrains inondés,[2].

L'énergie éolienne est considérée comme la plus prometteuse des énergies renouvelables à développer pour remplacer le charbon, le pétrole, le gaz et même le nucléaire pour la production de l'énergie électrique.

Les éoliennes deviennent de plus en plus puissantes et performantes, mais aussi plus coûteuses. Afin de rentabiliser des investissements lourds, il convient de bien connaître la qualité des gisements que l'on veut exploiter.

Les machines actuelles sont utilisées soit pour produire de l'électricité qui est consommée localement (sites isolés), ou injectée sur le réseau électrique (éoliennes connectées au réseau). L'application « connecté réseau » ou « grand éolien » représente, en terme de puissance installée, la quasi totalité du marché éolien.

Le potentiel techniquement exploitable en énergies renouvelables en Algérie est considérable et la qualité du gisement est telle que des investissements rentables peuvent être envisagés pour leur développement.

L'Atlas de la vitesse moyenne annuelle du vent d'Algérie a été établi en 2000 à partir des données fournies par 64 stations de mesures. Sur ces 64 stations, 16 appartiennent au pays voisins. Leurs paramètres ont été utilisés pour affiner l'interpolation aux frontières.

Les estimations du potentiel éolien, sont directement liées à la climatologie du vent. La représentation statistique de la climatologie du vent se fait à travers la fonction de densité de probabilité des vitesses du vent. Qui donne la probabilité d'occurrence de chaque vitesse du vent. On cherche donc à retrouver la distribution statistique de la fréquence des vitesses et des directions de vent sur une zone donnée. L'estimation de la fonction de densité de probabilité associée à un site permet de résumer la variabilité temporelle du vent, sur site, à travers de quelques paramètres statistiques. A partir de cette fonction, le calcul de la

production moyenne de n'importe quelle turbine installée sur un site revient à intégrer, dans le temps, le produit de cette fonction et la courbe de puissance de la turbine. La courbe de puissance d'une turbine est la puissance produite par la turbine en fonction de la vitesse du vent qui est fournie par les constructeurs des turbines. La fonction de probabilité, généralement utilisée pour modéliser les séries temporelles de vent, est celle de Weibull à deux paramètres. Pour pouvoir faire cette description statistique, il est nécessaire d'avoir une série temporelle des vitesses et de directions du vent au point où la ressource doit être décrite. Cette série temporelle doit couvrir plusieurs années,[4].

Le potentiel éolien se caractérise par la détermination de diverses grandeurs : la vitesse moyenne du vent, la rose des vents, la distribution de Weibull, la densité énergétique.... Ces caractéristiques sont obtenues par simulation numérique sur ordinateur, grâce au logiciel WAsP et à partir des données mesurées aux stations météorologiques de la région.

Le présent mémoire est divisé en cinq chapitres, distincts ; la problématique et les objectifs sont présentés en introduction générale. Le Chapitre 1 est consacré à l'état de l'art pour l'estimation de la production électrique éolien. Le chapitre 2 est consacré à la technologie des aérogénérateurs. Le chapitre 3 aborde la modélisation spatiale et temporelle de la vitesse de vent. Le chapitre 4 porte sur les résultats d'estimation de la production électrique de la région de Ténès obtenus par une simulation sous MATLAB. Le chapitre 5 représente les résultats grâce au logiciel WAsP pour de différent scénarios d'emplacement de la ferme éolien dans la région étudiée. Enfin, une conclusion générale est donnée en fin de mémoire.

Chapitre 1

Etat de L'art et Problématique

1.1 Introduction

L'industrie de l'énergie éolienne connaît une croissance phénoménale depuis une dizaine d'années. Chaque année, les prévisions de croissance sont battues, et l'industrie éolienne est en train d'arriver à un niveau de maturité technologique qui lui permet de devenir une alternative aux sources thermiques de production d'électricité. En effet, en une décennie la capacité éolienne installée dans le monde a été multipliée par 10 et a atteint 97 GW à la fin de l'année 2007, [5].

Dans ce chapitre, nous présentons un état de l'art sur l'énergie éolienne. Il s'agit d'introduire des éléments historiques et techniques. Nous présentons les travaux sur les ressources éoliennes et les études de faisabilité d'une ferme éolienne.

1.2 Ressources énergétiques éoliennes

L'invention d'énergie éolienne techniquement récupérable ne peut être établie de manière aussi absolue que pour l'énergie solaire par exemple. Les estimations peuvent varier énormément suivent le point de vue que l'on adopte. Il convient en particulier de distinguer les trois niveaux du potentiel énergétiques suivant [6] :

- L'énergie cinétique totale de l'air, emmagasinée dans l'atmosphère due à l'effet thermique du soleil, qui détermine la circulation générale, se montre à environ 750 EJ. Ce stock subit constamment des pertes par frottement qui sont compensées par prélèvement de 37500 EJ/an sur le

flux solaire. Soit 0.7% du flux solaire totale ; le temps de renouvellement de ce stock est donc de l'ordre d'une semaine ;

- L'énergie cinétique théoriquement récupérable, contenue entre des altitudes de 5 et 100 mètres au-dessus du sol et dans des zones à la fois peu construites et accessibles (surfaces des mers exclue, sauf littoral), est compris entre 600 et 3000 EJ/an. Le tableau (1.1) précise la répartition régionale de ce potentiel ;
- L'énergie pratiquement récupérable, tenant compte de considération technique, économique, environnement, esthétique, etc., qui ne dépasse vraisemblablement guère 1% de la précédente, soit 0.6 à 3 EJ/an.

Tableau 1.1 : Représentation de potentiel éolien théoriquement récupérable dans le monde, [6].

Région	Fract. De surface terrestre (%)	Densité de population [hab/km ²]	Potentiel théorique [EJ/an]
Afrique	24	20	380
Amérique du nord	35	15	500
Amérique latine	18	15	190
Asie (sans ex-URSS)	9	100	110
Australie	17	2	110
Europe de l'Ouest	42	102	115
Europe de l'Est et ex-URSS	29	13	380
Monde	23		1790

1.2.1 Analyse des données réelles du vent

Le vent est un phénomène aléatoire qui présente de grandes variabilités qu'on peut classer en deux groupes : la variabilité temporelle et la variabilité spatiale. [7].

La variabilité temporelle comprend trois sous-groupes :

- à basses fréquences : les variations annuelles, saisonnières, mensuelles ;
- à moyennes fréquences : les variations journalières, horaires ;
- à hautes fréquences : les variations à la seconde où à plus haute fréquence (au-dessus de 1 Hz) caractéristiques de la turbulence du vent.

La variabilité spatiale concerne principalement la variation horizontale et verticale de la vitesse du vent.

1.2.1.1 Variabilité temporelle

Pour chaque type de variabilité temporelle des problématiques différentes sont rencontrées. Habituellement, pour caractériser un site, il est nécessaire de s'appuyer sur des données du vent qui ont été mesurées pendant une période, en général une année. En effet la variation annuelle entraîne un problème d'estimation pour une longue durée, car il faut être capable d'évaluer si l'année de mesure peut servir comme référence.

Les variabilités saisonnières et mensuelles, quant à elles, ont pour principaux impacts sur les problèmes de sous-production et surtout de la surproduction durant des périodes spécifiques de l'année.

Les variabilités journalières et horaires affectent le fonctionnement, plus particulièrement le taux d'utilisation quotidien de l'éolienne. En effet, l'éolienne subit toute une série de contraintes, aussi bien mécaniques qu'électriques, qui seront plus ou moins accentuées sur des périodes de longueur variable. Des journées où les heures de fonctionnement à plein régime imposent de gros efforts sur les différentes structures, peuvent être la cause de bris non prévus pour une estimation correcte de la valeur moyenne de la vitesse du vent.

1.2.1.2 Variabilité spatiale

La variation spatiale amène une dimension tout à fait différente au problème d'étude du vent. La problématique qui sera particulièrement abordée est celle de la variation verticale - le cisaillement vertical - du vent et la variation horizontale.

a) Variation verticale :

La technologie évoluant, les tours éoliennes sont de plus en plus hautes pour capter le plus de vent possible. Elles atteignent maintenant 100 m dans certains cas. La plupart du temps, des longues périodes s'écoulent entre le moment des mesures de la vitesse du vent et celui de l'installation des éoliennes. Très souvent alors, les mesures sont prises à une hauteur différente

de celle à laquelle sont installées les éoliennes. Il est donc nécessaire de déterminer une relation liant les vitesses de vent à la hauteur. Plusieurs relations existent mais dépendent des paramètres caractéristiques des sites comme la topographie et la rugosité.

Le tableau 1.2 présente la rugosité du sol pour différent type de terrain.

Tableau 1.2: Les facteurs de rugosité Z_0 selon différents types de terrain, [7].

Type de terrain	Facteur de rugosité Z_0 (m)
Zones urbaines	3,0 à 0,4
Cité avec un centre-ville tout en hauteur	3,0
Grandes cités tout en surface	1,2
Villes	0,55
Banlieues	0,4
Régions boisées et forêts	1,2 à 0,4
Plaines et terres cultivées	0,30 à 0,002
Plusieurs arbres et haies	0,30
Arbres et haies espacés	0,15
Plusieurs haies	0,085
Quelques arbres, feuillus	0,055
Récoltes et herbes hautes	0,050
Arbres isolés, feuillus	0,025
Long gazon	0,020
Quelques arbres en hiver	0,010
Gazon coupé	0,007
Champs enneigés	0,002
Larges étendues d'eau	0,001 à 0,0001
Surface plate enneigée ou désertique	0,001 à 0,0001
Surfaces glacées	0,00003 à 0,00001

Les valeurs de la direction et de la vitesse du vent, issues des mesures ou de modèles, sont données à une certaine hauteur (10 m pour les mesures par les instruments spatioportés par exemple). Pour extrapoler ces mesures à la hauteur d'intérêt pour l'estimation de la production d'une éolienne (hauteur de la nacelle), des modèles de profil sont utilisées [4]. Deux modèles mathématiques sont communément utilisés pour quantifier le profil vertical du vent dans une région présentant des caractéristiques spatiales homogènes : la loi logarithmique où la loi de puissance où autres, [8].

- **Loi logarithmique [8]**

Selon la loi logarithmique, la variation verticale de la vitesse du vent peut être représentée par la relation suivante :

$$V(Z) = \left(\frac{V^*}{k}\right) LN \left(\frac{z}{z_0}\right) + \Psi_s \quad (1.1)$$

où $V(z)$ est la vitesse du vent en m/s, calculée à la hauteur Z par rapport au sol. On retrouve la vélocité de friction V^* en m/s, la constante de von Karman k (0,4) et le terme Z_0 correspondant au facteur aérodynamique de rugosité du site. La fonction Ψ_s dépend de la stabilité de l'air. Ce terme vaut zéro pour des conditions atmosphériques neutres. L'utilisation du profil logarithmique permet l'estimation de la vitesse à un point donnée tel que :

$$V_2 = V_1 \left[\frac{\ln(z_2/z_1)}{\ln(z_1/z_0)} \right] \quad (1.2)$$

Dans cette dernière équation, le terme V_2 , en m/s, est la vitesse calculée à la hauteur voulue, Z_2 , et le terme V_1 , en m/s, est la vitesse observée à la hauteur de l'anémomètre Z_1 .

- **Loi de puissance**

Le profil vertical du vent peut aussi être approché par une loi de puissance. Couramment utilisée, cette loi s'écrit :

$$V_2 = V_1 \left(\frac{z_2}{z_1} \right)^\alpha \quad (1.3)$$

où α l'exposant de la loi de puissance.

La loi étudiée ici ne dépend que d'un seul paramètre α , dont la valeur dépend de plusieurs facteurs comme la rugosité, la topographie et la stabilité de l'atmosphère [7].

la figure 1.1 présente la comparaison les profils des vitesses du vent selon loi de puissance, la loi logarithmique,[10].

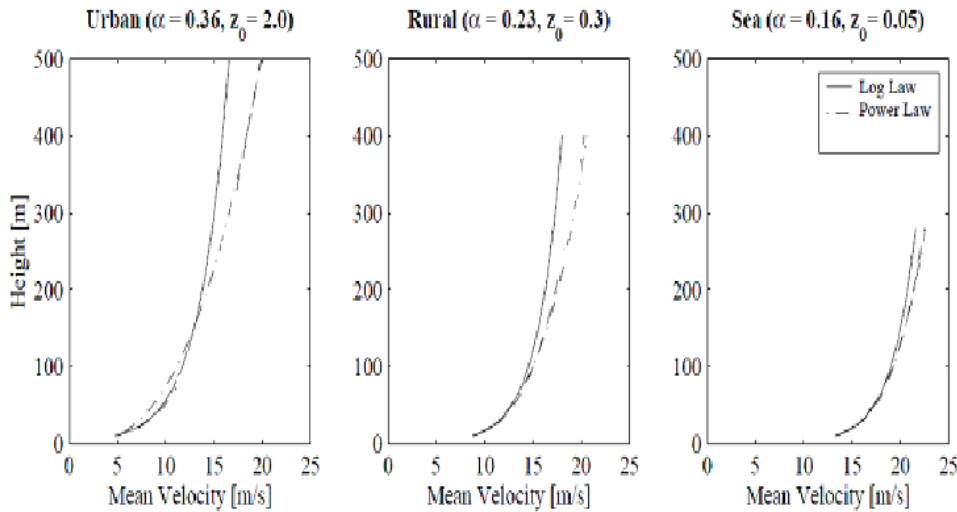


Figure 1.1: Comparaison entre les profils de vitesse loi obtenus par la loi de puissance, la loi logarithmique, [10].

- **Modèle d'extrapolation de Justus et Mikhaiel**

La méthode de Justus et Mikhaiel, a été Proposée en 1976, pour une référence d'altitude initiale égale à 10m, elle exprime l'extrapolation du facteur de forme k et du facteur d'échelle c par:

$$\frac{k_2}{k_1} = \left(\frac{1 - 0.0881 \ln\left(\frac{Z_1}{10}\right)}{1 - 0.0881 \ln\left(\frac{Z_2}{10}\right)} \right) \quad (1.4)$$

et

$$\frac{c_2}{c_1} = \left(\frac{Z_2}{Z_1} \right)^n \quad (1.5)$$

où n est donnée par

$$n = \frac{0.37 - 0.0881 \ln(c_1)}{1 - 0.0881 \ln\left(\frac{Z_1}{10}\right)} \quad (1.6)$$

avec Z_1 et Z_2 exprime en mètres.

- **Modèle proposé pour l'Algérie**

Le modèle proposé pour les zones arides algérienne a été établis par N.Kesbadji Merzouk,[12]. La méthode utilisée se base sur la loi de puissance. Elle exprime l'extrapolation du facteur de forme k et du facteur d'échelle c par les relations suivantes:

$$\frac{k_2}{k_1} = \left(\frac{1 - A \times \ln\left(\frac{Z_1}{10}\right)}{1 - B \times \ln\left(\frac{Z_2}{10}\right)} \right) \quad (1.7)$$

et :

$$\frac{C_2}{C_1} = \left(\frac{Z_2}{Z_1}\right)^n \quad (1.8)$$

L'exposant n est donné par:

$$n = \frac{B-A \times \ln(C_1)}{1-B \times \ln\left(\frac{Z_1}{10}\right)} \quad (1.9)$$

Les facteurs, A et B étant des coefficients dont les valeurs diffèrent selon les classes de stabilité. Ces valeurs sont données au Tableau 1.3.

Tableau 1.3 : Valeurs des coefficients A et B pour le modèle proposé [11].

Atmosphère	A	B
Données confondues	-0.1161	0.3821
Stable	-0.1173	0.4163
Instable	-0.0636	0.2309
Quasi-neutre	-0.1043	0.3290

En utilisant les données expérimentales mesurées à plusieurs d'altitude, et en fonction de différentes classes de stabilités atmosphériques. Les paramètres A et B ont été estimées ont été déterminer pour les hauts plateaux algériennes.

1.2.2 Travaux sur le gisement en Algérie

Au milieu des années 80, les seules mesures des paramètres du vent disponibles en l'Algérie étaient rapportées dans les bulletins météorologiques de l'ONM qui donnent les vitesses et les fréquences moyennes des vents pour les différentes stations météorologiques.

En 1990, Hammouche a édité " l'atlas de vent de l'Algérie " donnant les résultats de l'étude statistique de 37 stations en utilisant le logiciel Wasp utilisé pour la cartographie éolienne de l'Europe.[12]

Les résultats sont donnés sous forme de tableaux regroupant les paramètres annuels de Weibull à 10, 50 et 100 m, les fréquences directionnelles des vitesses pour un pas donné et les vitesses arithmétiques moyennes mensuelles et annuelles.

Les résultats de Hammouche ont été utilisés pour établir la première carte du vent de l'Algérie par Kasbadji-Merzouk, [13]. Cette carte a été améliorée par le

même auteur en 1999, en portant le nombre de stations à 46 et en utilisant la distribution hybride de Weibull [14]. Enfin un Atlas réalisé à l'aide d'un système d'information géographique a été mis en place en 2006 par le même auteur, [3]. La carte proposée est donnée par figure 1.2.

En parallèle, le modèle Aiolos a été utilisé pour l'établissement des cartes relatives aux microclimats des régions accidentées en Algérie. Les résultats obtenus ont permis de détecter des zones ventées en Algérie, [15,16].

La carte des vents de l'Algérie, estimée à 10 m du sol est présentée en figure 1.2. Les vitesses moyennes annuelles obtenues varient de 2 à 6.5 m/s. A l'exception de la région côtière (moins Béjaia et Oran), du Tassili et de Beni Abbés, la vitesse de vent moyenne est supérieure à 3 m/s. Le maximum est obtenu pour la région d'Adrar avec une valeur moyenne de 6.5 m/s [3].

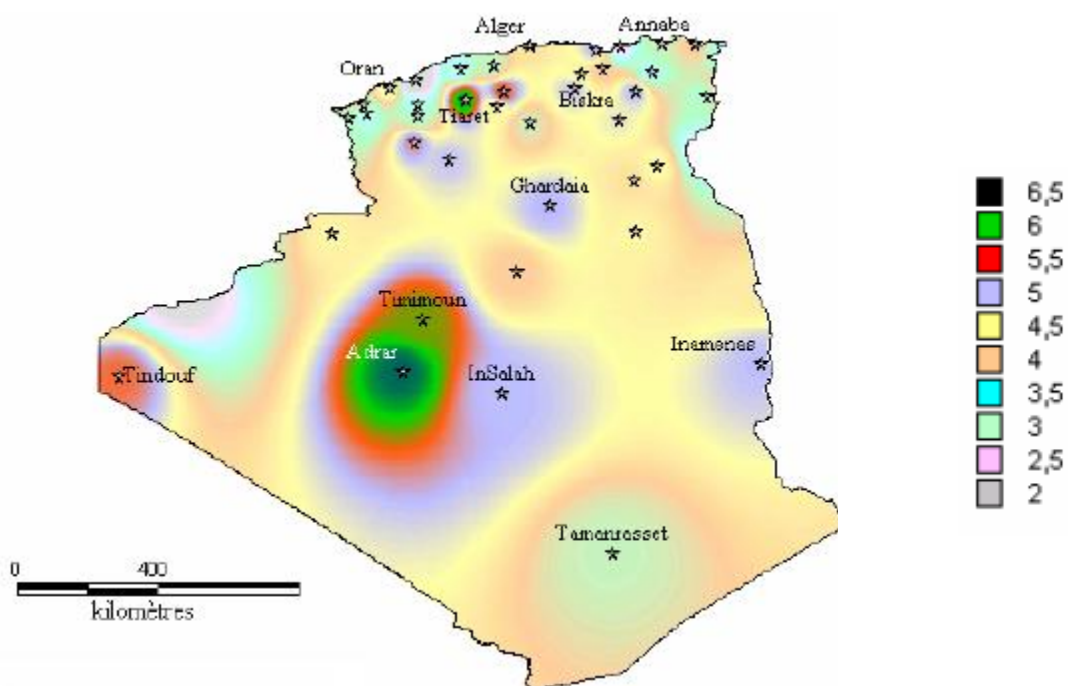


Figure 1.2 Atlas de la vitesse moyenne du vent de l'Algérie estimée à 10 m du sol [3].

1.2.3 Outils développées pour l'estimation des ressources éoliennes

1.2.3.1 Le logiciel WAsP

Le programme WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) [17], a été établi et commercialisé par le Laboratoire National Risø au Danemark en 1987. C'est un outil pour les analyses des données éoliennes, l'établissement des cartes du vent, la détermination du climat éolien et le positionnement des turbines éoliennes. À travers les années, le programme a été largement utilisé dans l'industrie éolienne pour l'évaluation de la ressource éolienne. Les données résultantes de WAsP consistent en une grille, calculée à une hauteur spécifique (normalement, à la hauteur du moyeu de la turbine), où la vitesse du vent et la distribution sont calculées pour chaque point de la grille.

1.2.3.2 Le logiciel RETScreen pour projets de centrale éolienne

Le modèle RETScreen International [18] permet d'évaluer la production d'énergie, la viabilité financière et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre pour des projets de centrale éolienne raccordés à un réseau isolé ou à un réseau central électrique, et ce partout à travers le monde. Ces projets vont des vastes parcs composés de plusieurs éoliennes jusqu'aux petites éoliennes individuelles, en passant par les systèmes hybrides éolien-diesel.

Le modèle RETScreen pour projets de centrale éolienne comporte six feuilles de calcul :

Modèle énergétique, Caractéristiques des équipements (Équipements), Analyse des coûts, Analyse des réductions d'émissions de gaz à effet de serre (Analyse des GES), Sommaire financier et Analyse de sensibilité et de risque (Sensibilité).

Pour aider l'utilisateur à caractériser un système de centrale éolienne avant d'en évaluer les coûts et la performance énergétique, certaines valeurs sont suggérées, comme le « Taux d'absorption de l'énergie éolienne suggéré » pour les projets situés sur des réseaux isolés ou hors réseau. Les valeurs estimées ou suggérées sont basées sur les données entrées par l'utilisateur et peuvent être utilisées comme première analyse, même si elles ne sont pas nécessairement des valeurs optimales.

1.2.3.3 Le logiciel WindPRO [web01]:

Le logiciel WindPRO est constitué de différent bloc indépendant ou dépendant permettant d'effectuer une étude de faisabilité de ferme éolienne. Il se compose de plusieurs modules, à savoir :

a) Modules de la production d'énergie :

OPTIMIZE —> Optimisation et mise en page d'une ferme éolienne

Il permet d'optimiser la mise en place d'une ferme éolienne par rapport à la production d'énergie avec l'option de pouvoir tenir compte des exigences concernant les intervalles minimaux de la puissance.

Pour l'optimisation, deux différentes méthodes peuvent être utilisées ensemble ou bien séparément:

A : Interprétation du parc par la mise en place des systèmes géographique. géométriques (lignes droites parallèles avec des intervalles identiques entre éoliennes).

B : Optimisation automatique de la production d'énergie par la mise en place des fermes éoliennes libres.

Une ou plusieurs surfaces sont prévues pour les éoliennes qui peuvent être définies par un polygone sur la carte. Pour chaque surface, il est possible d'en définir les limitations (puissance nominale, nombre, écarts). OPTIMIZE calcule la disposition du parc avec un rendement énergétique important. En tenant compte des limitations.

PARK —> *Calcul d'énergie produite par une ferme éolienne*

Le calcul de la production d'énergie et des pertes du sillage sont dues aux autres éoliennes d'une ferme éolienne ainsi que des sites et type d'éolienne sur la base des conditions du vent, décrit par un des modules suivant: ATLAS (terrain ordinaire), WASP-Interface (terrain complexe), METEO (paramètres-Weibull ou/et données de mesure) ou RESOURCE (carte de ressources du vent).

RESOURCE —> Carte des ressources du vent

Le module RESOURCE, permet de cartographier les ressources éoliennes d'une zone ; la résolution peut être définie par l'utilisateur. RESOURCE génère un fichier *.RSF contenant les paramètres de Weibull A et k pour chaque secteur et pour les différentes hauteurs de calcul des ressources choisies. Le processus est totalement automatisé, même lorsqu'on cartographie de grandes surfaces

nécessitant plusieurs fichiers de rugosité et de courbes de niveau, supprimant ainsi, toutes les opérations manuelles qui sont requises lorsque WAsP est utilisé seul.

INTERFACE CFD

Ce module fait le lien entre WindPRO et différentes application CFD (Computational Fluid Dynamics) tels que les logiciels WindSim, Meteodyn ou similaires. Ces logiciels sont utilisés pour le calcul des ressources éoliennes en montagne ou en terrains très complexes. Toutes les données de départ sont entrées dans WindPRO puis exportées vers l'application CFD choisie via l'interface. Quand l'application CFD a terminé les calculs, à partir de ces données, les résultats sont transférés vers WindPRO où ils sont exploités avec les modèles du module PARK et les éoliennes du catalogue pour réaliser des calculs de productibles.

METEO —> *Calcul d'énergie*

Le module METEO a deux fonctions:

- L'importation des mesures du vent pour les analyser et les nettoyer.
- Le calcul du productible d'une éolienne à partir des mesures (à noter que ce calcul ne fait appel à aucun modèle d'écoulement, tel que WAsP)

Les représentations graphiques des mesures telles que les chronogrammes, les nuages de points, les roses, etc., facilitent considérablement leur examen. Les mesures faites à différentes hauteurs de mât peuvent être comparées sur un même graphique. Les mesures erronées peuvent être éliminées directement à partir des chronogrammes ou par des filtres paramétrables.

Ce module offre aussi un outil permettant d'analyser le gradient du vent en fonction de la saison, du secteur, etc., ainsi que sa comparaison avec celui calculé par WAsP. Les données de cisaillement extraites des mesures peuvent être copiées dans une feuille calcul. METEO inclut aussi l'outil METEO ANALYSER qui permet de comparer les mesures issues de différents mâts, de faire des substitutions de mesures à partir de celles issues de différentes hauteurs et/ou de différents mâts et de vérifier par des contrôles croisés la qualité des modèles de prévision.

WASP-Interface —> *Calcul d'énergie*

Le calcul de la production d'énergie d'une éolienne individuelle avec le programme WAsP sur la base d'une description du terrain (rugosité, orographie, obstacles), les statistiques du vent et les courbes de puissance.

Le programme WASP sert simplement de module de calcul, des données d'entrées nécessaires (entre autres obstacles, cartes numériques de hauteurs et de rugosité ainsi que les statistiques du vent et les courbes de puissance). La présentation des résultats des analyses se fera dans l'environnement de WindPRO. Les données de mesure du vent avec le module METEO de WindPRO, l'utilisateur peut produire une statistique du vent. WasP n'est pas une composante du module.

Modèle de calcul

Les conditions du vent (Paramètres Weibull et fréquences) pour les différentes hauteurs du calcul sont définis avec le modèle de flux dans WasP (RISØ) et sont transférés dans WindPRO. Ce dernier calcule la production d'énergie à prévoir sur la base de la courbe de puissance, des paramètres Weibull et des fréquences

ATLAS —→ *Calcul d'énergie*

Ce module Calcule la production d'énergie d'une éolienne individuelle sur la base d'une description du terrain (rugosité, colline, obstacles), les statistiques du vent et les courbes de puissance.

Il sert à déterminer le régime des vents et les rendements en terrain simple (site se trouvant dans une zone vallonnée avec des collines ayant des différences de hauteur d'environ moins de 50m). En terrain complexe, il est conseillé d'utiliser le programme WasP avec le module WasP-Interface de WindPRO au lieu d'ATLAS.

MCP

Le module MCP (Mesure-Corrélation-Prévision) a pour objectif de corriger les mesures, à partir de données de référence, pour les rendre représentatives à long terme. WindPRO propose quatre méthodes. Les plus communément utilisées sont: Régression linéaire, Matricielle, Ajustement des paramètres de Weibull et Indicielle. Le module MCP donne accès aux données du NCEP/NCAR disponibles depuis 1948 pour l'ensemble de la planète avec une résolution de 2,5°. EMD Online permet de les télécharger directement dans un objet METEO. Le résultat final d'un calcul avec MCP est, en général, une « statistique éolienne » générée avec WASP à partir de la topographie du site des mesures et des données de référence.

1.3 installation éolienne

1.3.1 Historique

Dès le XIV^e siècle, les moulins à vent sont visibles partout en Europe et deviennent la principale source d'énergie. Seulement en Hollande et Danemark, vers le milieu du XIX^e siècle, le nombre des moulins est estimé respectivement à plus de 30000 et dans toute l'Europe à 200000. A l'arrivée de la machine à vapeur, les moulins à vent commencent à disparaître progressive. Enfin en 1888, Charles F. Brush construisit ce qui est aujourd'hui considérée comme la première éolienne à fonctionnement automatique destinée à la production d'électricité (figure 1.3). Cette éolienne était la plus grande au monde avec un diamètre de rotor de 17 m et 144 pales fabriquées en bois de cèdre [web02]. Malgré la taille géante de l'éolienne, la puissance de sa génératrice était seulement de 12 kW.

Au début du siècle dernier, les aérogénérateurs ont fait une apparition massive (6 millions de pièces fabriquées) aux Etats-Unis était le seul moyen d'obtenir de l'énergie électrique dans les campagnes isolées. Dans les années 60, fonctionnait dans le monde environ 1 million d'aérogénérateurs. Le premier choc pétrolier de 1973 a relancé de nouveau la recherche et les réalisations éoliennes dans le monde de manière très dynamique.



Figure 1.3 : Eolienne développée par Charles F. Brush en 1888.

1.3.2 Les machines éoliennes [2]

L'aérogénérateur fait ses premiers pas à la fin du XIX^e siècle sous l'impulsion d'un ingénieur danois. Paul la cour, qui pour la première fois associe une turbine aéraulique (élément de base du moulin à vent) à un dynamo électrique. Dans les années 1920 en France, la compagnie électromécanique, sous l'impulsion de l'ingénieur Georges Darrieus, entreprend un important travail de recherche industrielle qui se traduit notamment par la mise au point d'un prototype d'éolienne bipale à axe verticale connue depuis sous le nom d'éolienne Darrieus. Eole 4, une machine de ce type devant développer une puissance de 4000KW a été construite en 1983 à Cap Chat, sur les bords du Saint-Laurent au Québec. Ce fut temporairement l'éolienne la plus puissante du monde. A cette époque, le choix entre les éoliennes à axe vertical ou horizontal n'était pas évident et les recherches concernaient les deux types de machines. Mais l'expérience a montré une plus grande fragilité mécanique et un entretien plus difficile des éoliennes à axe vertical. En effet, ce type de machines présente une faiblesse structurelle importante et leur fiabilité est très insuffisante, c'est pour cela que leur développement industriel a été interrompu.

En 1941, les Américains procèdent, à Grandpa's Knob dans le Vermont, aux essais d'une éolienne de 1250KW, constituée d'une turbine bipale à axe horizontal et d'une génératrice asynchrone, l'ensemble étant se situe au sommet d'une structure en treillis, analogue à celle des pylônes des lignes à haute.

Dans les années 1950 et 1960, EDF reprend des études sur les éolienne et procède aux essais de deux prototype de grande puissance et à axe horizontal : une turbine tripale de 30 mètres de diamètre associée à une génératrice synchrone de 800 KW essayée sur le site de Nogent-le-Roi, dans l'Eure-et-Loir, et une turbine tripale associée à une génératrice asynchrone de 1200KW sur le site de Saint-Rémy-des-Landes, dans la Manche. Les conditions économiques de l'époque n'étant pas favorables au développement de ce mode de production électrique de réalisation industrielle.

Le premier choc pétrolier de 1973 relance les recherchée sur les éoliennes de manière très dynamique. Ces travaux conduisent à une offre industrielle

crédible et au développement d'une marche important au Danemark, en Allemagne, en Espagne et aux États-Unis.

L'industrie éolienne est aujourd'hui presque uniquement axée sur la confection de machines couplées aux réseaux. Ces éoliennes sont toutes très semblables, dérivées des aérogénérateurs dits danois, tripales, entraînant une génératrice électrique asynchrone. Les autres types d'éolienne sont réservés à l'usage des particuliers.

1.3.3 Les fermes éoliennes

1.3.3.1 Développement de l'éolien dans le monde

La puissance éolienne totale installée fin 2007 dans le monde est de 97 GW (somme des puissances nominales de toutes les éoliennes installées). A titre de comparaison, la puissance totale installée est de 770 GW pour l'hydroélectrique, 370 GW pour le nucléaire et de 7.8 GW pour le solaire photovoltaïque. Depuis 10 ans, la croissance annuelle moyenne de la puissance éolienne mondiale est de 28% environ. Les États-Unis, l'Espagne, la Chine, l'Inde, l'Allemagne, la France et l'Italie sont les pays qui ont connu la plus forte augmentation en 2007. Les 5 premiers pays en termes de puissance éolienne installée fin 2007 sont l'Allemagne (22 247 MW), les États-Unis (16 818 MW), l'Espagne (15 145 MW), l'Inde (8 000 MW) et la Chine (6 050 MW). Cependant, si la puissance éolienne installée est reportée à la population du pays, le Danemark se détache largement, suivi de l'Espagne et l'Allemagne. Le Danemark produit ainsi 21.3% de sa consommation d'électricité avec l'éolien, l'Espagne 11.8%, le Portugal 9.3%, l'Irlande 8.4% et l'Allemagne 7.0%. A l'échelle mondiale, l'énergie éolienne permet de produire environ 1% de la consommation d'électricité (environ 15% pour le nucléaire, 16% pour l'hydraulique et 40% pour le charbon). [19] (voir figure 1.4).

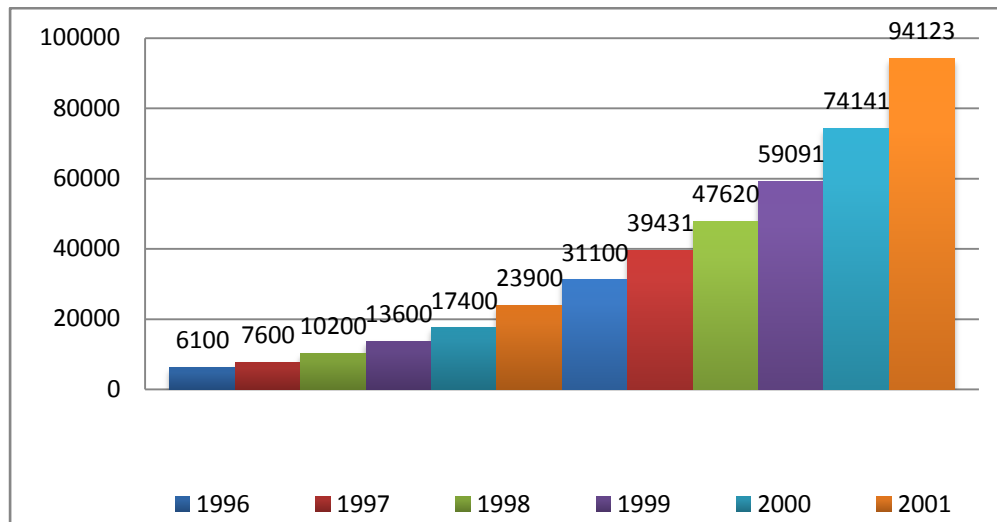


Figure 1.4 : Evaluation de la puissance éolienne mondiale entre 1996 et 2007 en MW [19].

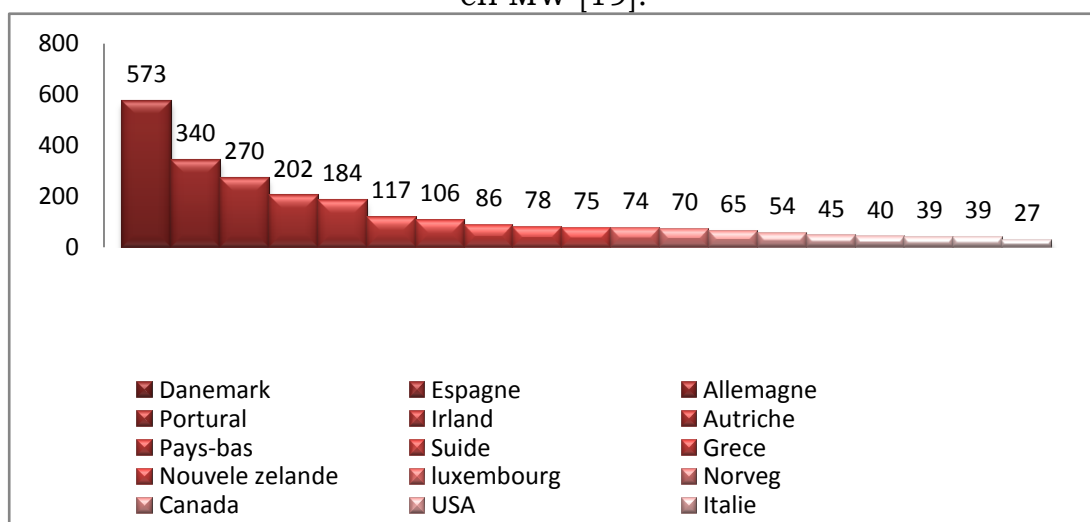


Figure 1.5 : Puissance éolienne installée pour 1000 habitants en 2007 pour les 20 premiers ;[19].

1.3.3.2 L'avenir proche dans le monde

Selon le GWEC [19], la production mondiale d'électricité d'origine éolienne devrait atteindre plus de 500 TWh en 2010 (contre environ 200 TWh pour l'année 2007), ce qui représenterait environ 3 % la production totale d'électricité (contre environ 1% pour l'année 2007). Les zones géographiques où la croissance sera la plus forte seront l'Amérique du Nord et l'Asie, notamment les Etats-Unis et la Chine. Ces prévisions, établies en 2007, sont supérieures à celles de 2006. Cela s'explique par les deux raisons suivantes. Premièrement, la croissance de l'éolien aux Etats-Unis et en Chine a été plus forte que prévu ces dernières années. Deuxièmement, la Chine s'est récemment dotée d'importantes capacités industrielles dans le domaine de la construction d'éoliennes. Cela va

permettre de résoudre partiellement le problème de la faiblesse d'offre des machines qui limite actuellement la croissance de la filière éolienne. En 2012, l'Europe disposerait toujours de la plus grande capacité éolienne avec 102 GWh, suivie de l'Asie avec 66 GW et Amérique du Nord avec 61.3GW. Cependant 71 % des nouvelles installations devraient être réalisées en dehors de l'Europe (contre 28% en 2004 et 57 % en 2007). La figure ci dessous indique l'évolution de la puissance éolienne mondiale installée entre 2008 et 2012 selon une estimation du GWEC.

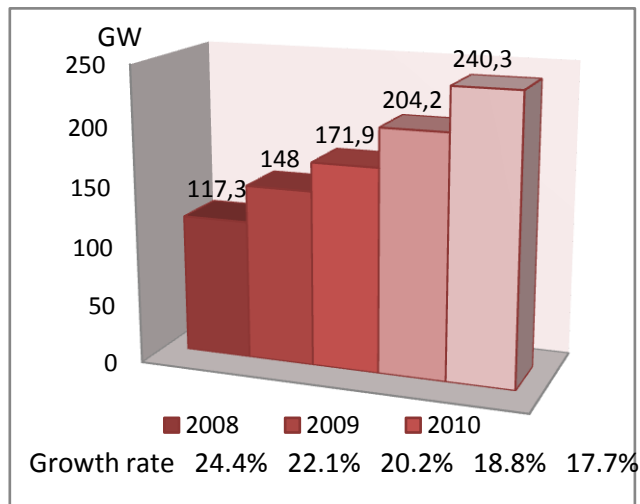


Figure 1.6 : Estimation de l'évolution de la puissance éolienne mondiale installée entre 2008 et 2012 en GW [19].

1.3.3.3 Les projets prévus en Algérie

En Algérie, une ferme éolienne d'une puissance de 10 MW prévue à Ardar, est en cours d'adjudication. Le projet de 16 millions d'USD constitue le premier projet du genre en Algérie et fonctionnera sur une technologie hybride éolien/diesel, [web03]. La ferme éolienne de Adrar possèdera alors 6 groupes diesel et 4 groupes éoliens de 1 MW chacun.

1.4 Avantages et désavantages de l'énergie éolienne

Tous système de production d'énergie a ses avantages et ses inconvénients :

1.4.1 Les Avantages

L'énergie éolienne est avant tout une énergie qui respecte l'environnement :

- L'énergie éolienne est une énergie renouvelable. Les kWh produits à partir de l'énergie éolienne épargnent d'autant les ressources limitées de

la Planète en pétrole, gaz, charbon, et uranium. En cela, l'éolien contribue incontestablement au développement durable.

- L'exploitation d'énergie éolienne ne produit pas directement de CO₂. La concentration de CO₂ a augmenté de 25% depuis l'ère préindustrielle et on augure qu'elle doublera pour 2050. Ceci a déjà provoqué une augmentation de la température de 0,3 à 0,6° C depuis 1900 et les scientifiques prévoient que la température moyenne augmentera de 1 à 3,5° C d'ici l'an 2100, ce qui constituerait le taux de réchauffement le plus grand des 10000 dernières années[20]. L'exploitation de l'énergie éolienne évite déjà aujourd'hui l'émission de 6,3 millions de tonnes de CO₂, 21 mille tonnes de SO₂ et 17,5 mille tonnes de NO_x [20]. Ces émissions sont les principaux responsables des pluies acides.
- elle ne produit pas de déchets toxiques où radioactifs et n'est pas non plus une énergie à risque comme l'énergie nucléaire.
- La période de haute productivité, est située souvent en hiver où les vents sont les plus forts qui correspond à la période de l'année où la demande d'énergie est la plus importante.
- Une éolienne est en grande partie recyclable car construite en acier. Après son temps de fonctionnement (environ 20 ans) elle est entièrement démontable, on peut même si besoin retirer la fondation en béton. Elle n'aura laissé aucun produit contaminant autour d'elle et pourra être très facilement remplacée.
- Lorsque de grands parcs d'éoliens sont installés sur des terres agricoles, seulement 2 % du sol environ est requis pour les éoliennes. La surface restante est disponible pour l'exploitation agricole, l'élevage et d'autres utilisations ;

L'énergie éolienne a d'autre part des atouts économiques qui sont [20]:

- C'est une source d'énergie locale qui répond aux besoins locaux en énergie. Ainsi les pertes en lignes dues aux longs transports d'énergie sont moindres. Cette source d'énergie peut de plus stimuler l'économie locale, notamment dans les zones rurales.
- C'est l'énergie le moins cher parmi les énergies renouvelables.
- Cette source d'énergie est également très intéressante pour les pays en voie de développement. Elle répond au besoin urgent d'énergie qu'ont

ces pays pour se développer. L'installation d'un parc ou d'une turbine éolienne est relativement simple. Le coût d'investissement nécessaire est faible par rapport à des énergies plus traditionnelles.

- L'énergie éolienne crée plus d'emplois par unité d'électricité produite que n'importe quelle source d'énergie traditionnelle.

1.4.2 Les désavantages [20]

Mêmes s'ils ne sont pas nombreux, l'éolien a quelques désavantages :

- L'impact visuel. Ca reste néanmoins un thème subjectif.
- Le bruit : il a nettement diminué, notamment le bruit mécanique qui a pratiquement disparu grâce aux progrès réalisés au niveau du multiplicateur. Le bruit aérodynamique quand à lui est lié à la vitesse de rotation du rotor, et celle -ci doit donc être limitée.
- L'impact sur les oiseaux : certaines études montrent que ceux-ci évitent les aérogénérateurs. D'autres études disent que les sites éoliens ne doivent pas être implantés sur les parcours migratoires des oiseaux, afin que ceux-ci ne se fassent pas attraper par les aéro turbines.
- La qualité de la puissance électrique : la source d'énergie éolienne étant stochastique, la puissance électrique produite par les aérogénérateurs n'est pas constante. La qualité de la puissance produite n'est donc pas toujours très bonne. Jusqu'à présent, le pourcentage de ce type d'énergie dans le réseau était faible, mais avec le développement de l'éolien, notamment dans les régions à fort potentiel de vent, ce pourcentage n'est plus négligeable. Ainsi, l'influence de la qualité de la puissance produite par les aérogénérateurs augmente et par suite, les contraintes des gérants du réseau électrique sont de plus en plus strictes.
- Le coût de l'énergie éolienne par rapport aux sources d'énergie classiques : bien qu'en terme de coût, l'éolien puisse sur les meilleurs sites, c'est à dire là où il y a le plus de vent, concurrencer la plupart des sources d'énergie classique, son coût reste encore plus élevé que celui des sources classiques sur les sites moins ventés.

1.5 Problématique

La production électrique d'une éolienne étant proportionnelle au cube du module de la vitesse du vent, une évaluation précise et fidèle du potentiel est alors nécessaire. Il y a donc besoin de disposer de cartes de potentiel éolien à haute résolution spatiale.

Pour établir la carte de potentiel éolien à haute résolution spatiale, il est nécessaire de disposer de mesures de vent permettant de prendre en compte la haute variabilité temporelle (variations en fonction du temps de la vitesse et de la direction du vent en un point fixé) et spatiale (variations en fonction de la position sur une zone donnée de la vitesse et de la direction du vent en un temps fixé) du vent. Des éléments de solution peuvent être apportés par l'utilisation des données de la Terre. Ceux-ci permettent l'obtention de cartes de vent (représentations de la vitesse et de la direction locale du vent) à différentes résolutions spatiales avec différentes répétitivités temporelles.

Ce travail de mémoire s'inscrit dans le cadre de l'estimation de la production d'énergie électrique d'un aérogénérateur installé sur un site algérien. La zone d'application est la région de Ténès. Tous les paramètres nécessaires à cette estimation sont estimés et la distribution statistique de la fréquence des vitesses de vent sur cette zone, pour une période donnée est représentée.

Les données du vent utilisées portent sur plusieurs dizaines d'années de mesures, de façon à connaître exactement la climatologie du site. Dans ce mémoire, les statistiques de vent de la station météorologique de l'O.N.M. de Ténès sur une période 2000-2005 ont été utilisés.

Chapitre 2

Technologies des Aérogénérateurs

2.1 Introduction

L'énergie éolienne peut être utilisée de deux manières :

- Conservation de l'énergie mécanique : le vent est utilisé pour faire avancer un véhicule (navire à voile ou char à voile), pour pomper de l'eau (moulins de Majorque, éoliennes de pompage pour abreuver le bétail) ou pour faire tourner la meule d'un moulin.
- Transformation en énergie électrique : l'éolienne est accouplée à un générateur électrique pour fabriquer du courant continu ou alternatif, le générateur est relié à un réseau électrique ou bien il fonctionne de manière autonome avec un générateur d'appoint (par exemple un groupe électrogène) et/ou un parc de batteries ou un autre dispositif de stockage d'énergie.

Dans ce chapitre, nous allons présenter les différents composants d'une éolienne, leurs technologies ainsi que leur principe de fonctionnement.

2.2 Eoliennes de pompage

Depuis des générations, on utilise le vent comme source d'énergie fiable et économique dans les systèmes de pompage de l'eau. Dans les régions rurales ou éloignées, l'installation d'un système de pompage éolien mécanique ou électrique peut constituer le meilleur moyen d'assurer les besoins en eau du bétail, du ménage ou même de la communauté. Deux systèmes sont utilisés les éoliennes de pompage mécanique et les aérogénérateurs de pompage électrique.

2.2.1 Eoliennes de pompage mécanique [21]

L'éolienne de pompage mécanique utilise un système bielle manivelle monté sur l'arbre du rotor qui transforme un mouvement rotatif en un mouvement rectiligne alternatif qui commande une pompe à piston installé dans un puit à la base de l'éolienne. Ces éoliennes démarrent généralement pour des vitesses faibles, (de l'ordre de 2.5 à 3 m/s), et s'adaptent bien aux caractéristiques des pompes immergée à piston qui nécessitent une vitesse de déplacement faible. Ces éoliennes sont généralement équipées d'une hélice à pales, dont le diamètre peut atteindre les 9 mètres. Par ailleurs, le point faible de ce système réside dans la tige qui ne saurait dépasser des hauteurs de 20 m, à cause des contraintes mécaniques. Avec un rotor installé à 10 m du sol, ce type d'installation est réservé à des puits dont les profondeurs sont inférieures à 15 m.

2.2.2 Aérogénérateurs de pompage électrique [3]

Le système éolien électrique n'est pas obligatoirement situé près de la source d'approvisionnement en eau. Le système éolien électrique commande une pompe 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 manière à ce que l'énergie éolienne soit utilisée efficacement. Les éoliennes de pompage électrique ne comprennent pas de batteries. L'eau est stockée dans un réservoir qui sert de réserve d'énergie.

La figure 2.1 est représenté le schéma des systèmes éoliens mécanique et électrique pour le pompage de l'eau.

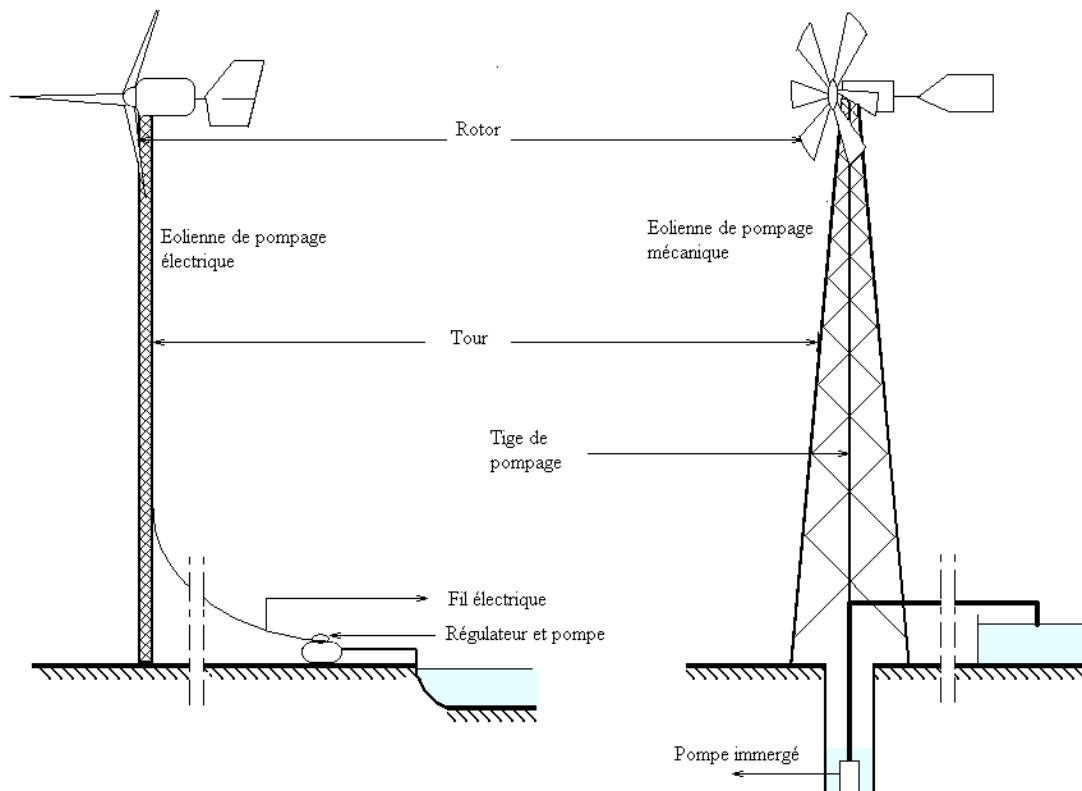


Figure 2.1 : Représentation schématique des systèmes éoliens mécanique et électrique pour le pompage de l'eau [21].

2.3 Les aérogénérateurs:

Les aérogénérateurs sont généralement équipés d'un rotor rapide de deux ou trois pales, couplé à un stockage ou non de l'électricité (inutile pour les équipements connectés au réseau électrique).

Ces systèmes demandent une bonne technicité même pour les tailles réduites. Les applications actuelles restent pilotes en milieu rural sauf en Mauritanie. La contrainte initiale reste le choix du site, qui nécessite une évaluation précise du régime des vents au cours de l'année.

Le programme énergétique des pays industrialisés, compte-tenu de l'évolution technologique pour les fortes puissances qui permet d'obtenir un coût de kWh produit inférieur à celui des centrales classiques. D'importants programmes d'installation se généralisent en Europe.

2.3.1 Principe de fonctionnement d'une éolienne

Il existe deux grandes familles d'éoliennes: les éoliennes à axe horizontal et les éoliennes à axe vertical. En général les éoliennes les plus couramment utilisées ont un axe horizontal et sont constituées par les éléments suivants:

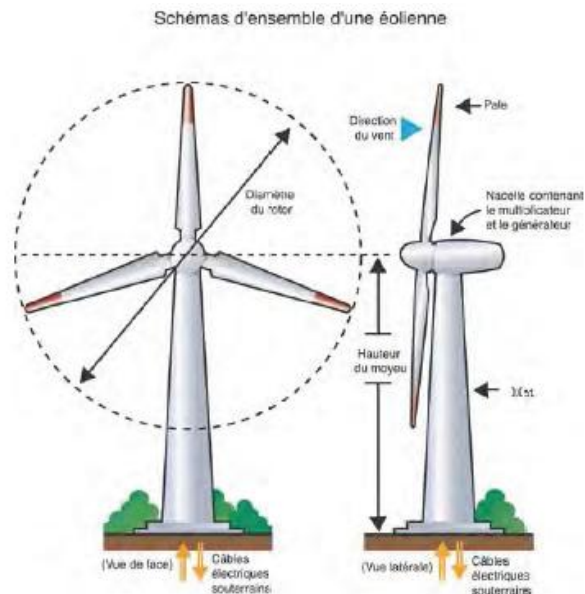


Figure 2.2 : Schéma d'une éolienne à axe horizontal.

2.3.1.1 Les pales et le moyeu (Rotor)

Le rotor éolien, formé par les pales assemblées dans le moyeu qui captent l'énergie produite par le vent et la transforment en énergie mécanique de rotation. L'énergie captée par l'éolienne est fonction de la surface balayée par l'hélice et de la vitesse de vent.

Pour les éoliennes destinées à la production d'électricité, le nombre de pales varie généralement de 1 à 3. Le rotor tripale (concept danois) étant de loin le plus répandu car il représente un bon compromis entre le coût, le comportement vibratoire, la pollution visuelle et le bruit.

2.3.1.2 La Nacelle

La nacelle regroupe tous les éléments mécaniques permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique :

- Une transmission mécanique (où multiplicateur) qui transforme le mouvement de rotation du rotor en un mouvement utilisable par la charge. Ce multiplicateur est muni d'un frein mécanique à disque actionné en cas d'urgence lorsque le frein aérodynamique tombe en panne ou en cas de maintenance de l'éolienne.
- Une génératrice électrique qui transforme l'énergie mécanique en énergie électrique.
- Un système de refroidissement comprend généralement un ventilateur électrique utilisé pour refroidir la génératrice et un refroidisseur à huile pour le multiplicateur.
- un dispositif de freinage aérodynamique permettant de dégrader le rendement de la turbine au delà d'une certaine vitesse (décrochage aérodynamique ou stall control). Sinon, un mécanisme d'orientation des pales permet la régulation de la puissance et a freinage (réglage aérodynamique).

2.3.1.3 Le Mât (pylône)

Le mât est généralement un tube en acier, où une tour en treillis ou en béton armé. Ils peuvent être autoporteurs et auto résistants ou haubanés. Il supporte le rotor et la nacelle. Le choix de sa hauteur est important car il s'agit de trouver un bon compromis entre le coût de sa construction et l'exposition au vent souhaité. En effet, plus la hauteur du mât augmente plus la vitesse du vent et le coût de la structure augmente. Généralement on choisit un mât de taille très légèrement supérieure au diamètre des pales.

Actuellement les mats en caisson, souvent en acier et fortement ancrés au sol, sont très répandus pour les éoliennes de forte puissance.

2.3.2 Conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique [22]

L'énergie cinétique du vent est captée par les pales afin de la transformer en énergie mécanique. La transformation de cette dernière en énergie électrique est assurée par un générateur électrique de type synchrone ou asynchrone (voir figure 2.3).

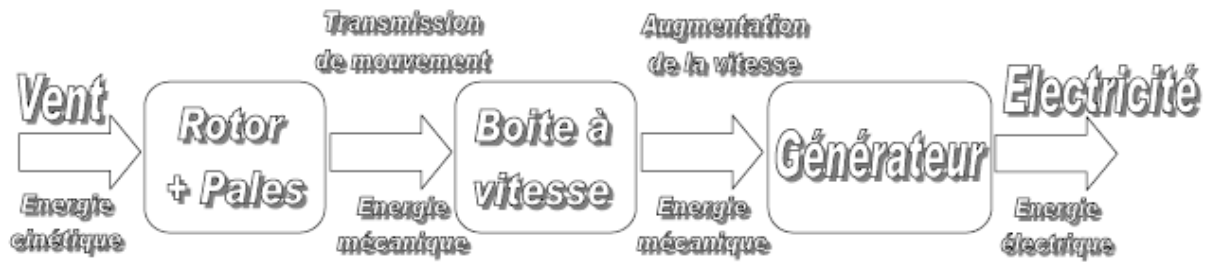


Figure 2.3 : Principe de conversion de l'énergie dans une éolienne.

Le système éolien est constitué des éléments suivants : un capteur éolien, un adaptateur mécanique composé des organes de transmission de puissance avec multiplicateur ou réducteur de vitesses, un transformateur d'énergie qui peut être électrique, hydraulique ou thermique, un accumulateur d'énergie associé au transformateur, un réseau de distribution alimentant le ou les utilisateurs, enfin les organes de commande, de sécurité et de distribution [23].

2.3.3 Types de turbine

Il existe deux grandes catégories d'éoliennes selon la disposition géométrique de l'arbre sur lequel est montée l'hélice :

- les turbines éoliennes à axe horizontal ;
- les turbines éoliennes à axe vertical.

2.3.3.1 Turbines à axe horizontal

La plupart des éoliennes actuellement installées utilisent des turbines à axe horizontal. La voilure peut être placée avant la nacelle (upwind) et alors un système mécanique d'orientation de la surface active de l'éolienne « face au vent » est nécessaire figure 2.4 (a). Une autre solution qui permet d'alléger la construction par la suppression de toute mécanique d'orientation c'est l'emplacement de la turbine derrière la nacelle (downwind) figure 2.4 (b). Dans ce cas la turbine se place automatiquement face au vent. Les éoliennes de ce type sont assez rares car des vibrations importantes sont à noter qui est dues au passage des pales derrière le mat.

Chaque configuration possède avantages et inconvénients : la formule « amont » requiert des pales rigides pour éviter tout risque de collision avec la tour alors que la configuration « aval » autorise l'utilisation de rotors plus flexibles. Par ailleurs, dans le cas d'une machine « amont », l'écoulement de l'air sur les pales est peu perturbé par la présence de la tour. L'effet de masque est plus important dans le cas d'une machine « aval ». Enfin, une machine « aval » est théoriquement auto-orientable dans le lit du vent, alors qu'une éolienne « amont » doit généralement être orientée à l'aide d'un dispositif spécifique. On constate néanmoins que la majeure partie des éoliennes de grande puissance adoptent la configuration « amont » [24].

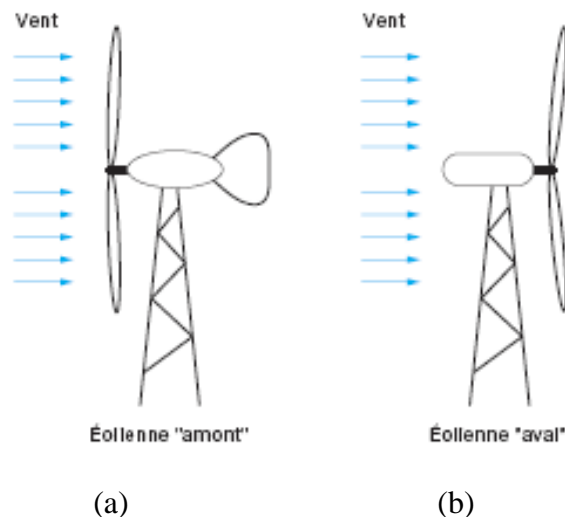


Figure 2.4: Configurations à axe horizontal.

La plus grande partie de la technologie éolienne se réfère aux éoliennes à axe horizontal. La raison est bien simple : toutes les éoliennes commerciales raccordées au réseau sont aujourd'hui construites avec un rotor du type hélice, monté sur un axe horizontal (un arbre horizontal). La finalité du rotor est évidemment de convertir le mouvement linéaire du vent en énergie rotative susceptible d'entraîner une génératrice.

2.3.3.2 Turbines à axe vertical [24]

Deux principes différents sont utilisés pour ce type de machines, à savoir la traînée différentielle (Savonius) ou la variation cyclique d'incidence (Darrieus).

A. Eolienne Savonius

Le principe de mise en mouvement de ce type de machine est identique à celui d'un anémomètre : les efforts exercés par le vent sur chacune des faces d'un corps creux sont d'intensités différentes (figure 2.5). Il en résulte donc un couple moteur, que l'on peut utiliser pour entraîner un générateur électrique ou un autre dispositif mécanique tel qu'une pompe.

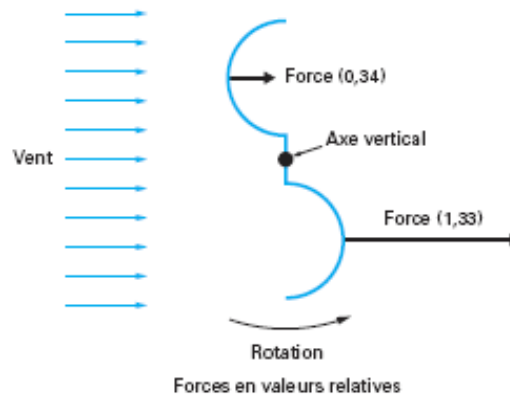


Figure 2.5 : Effet du vent sur un corps creux

L'illustration la plus courante de ce type d'éolienne est le rotor de Savonius (figure 2.6). Le fonctionnement est ici amélioré par rapport à l'anémomètre par la circulation de l'air rendue possible entre les deux demi-cylindres, ce qui augmente le couple moteur. On peut aisément imaginer que, lors du démarrage de ce type de machine (phase d'établissement du vent), les cylindres soient orientés par rapport au vent de telle manière que le couple résultant soit nul. L'éolienne ne pourra donc pas démarrer spontanément. La superposition de plusieurs rotors identiques, mais décalés d'un certain angle l'un par rapport à l'autre, permet de remédier à ce problème, rendant ainsi la machine totalement autonome.

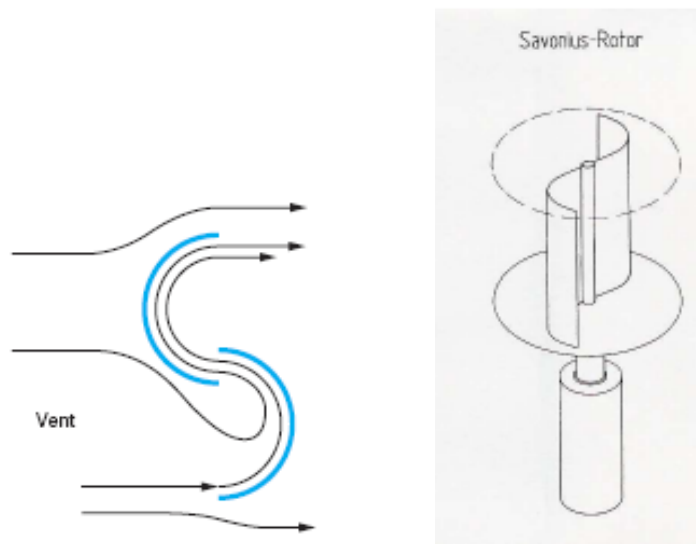


Figure 2.6 : Rotor de Savonius

B. Eoliennes Darrieus

Le fonctionnement est ici basé sur le fait qu'un profil placé dans un écoulement d'air selon différents angles est soumis à des forces d'intensités et de directions variables. La combinaison de ces forces génère alors un couple moteur. En fait, les différents angles auxquels sont soumis les profils, proviennent de la combinaison de la vitesse propre de déplacement du profil (en rotation autour de l'axe vertical) et de la vitesse du vent. Ce principe de fonctionnement a été breveté au début des années 1930 par le Français Darrieus. De tels rotors peuvent être de forme cylindrique, tronconique, parabolique... (Figure 2.7). Le fonctionnement intrinsèque faisant appel à la rotation des pales, cela signifie que l'éolienne ne peut pas démarrer toute seule. Un système de lancement s'avère donc nécessaire, pour lequel différentes solutions ont été essayées par les constructeurs : montage d'une autre éolienne de type Savonius par exemple sur l'axe vertical, utilisation de la génératrice électrique en moteur...

Le principal avantage des machines à axe vertical est que le dispositif de génération électrique repose sur le sol, ne nécessitant donc pas l'édification d'une tour. Par ailleurs, une éolienne à axe vertical fonctionne quelle que soit la direction d'où souffle le vent, permettant donc de s'affranchir d'un dispositif d'orientation de la machine.

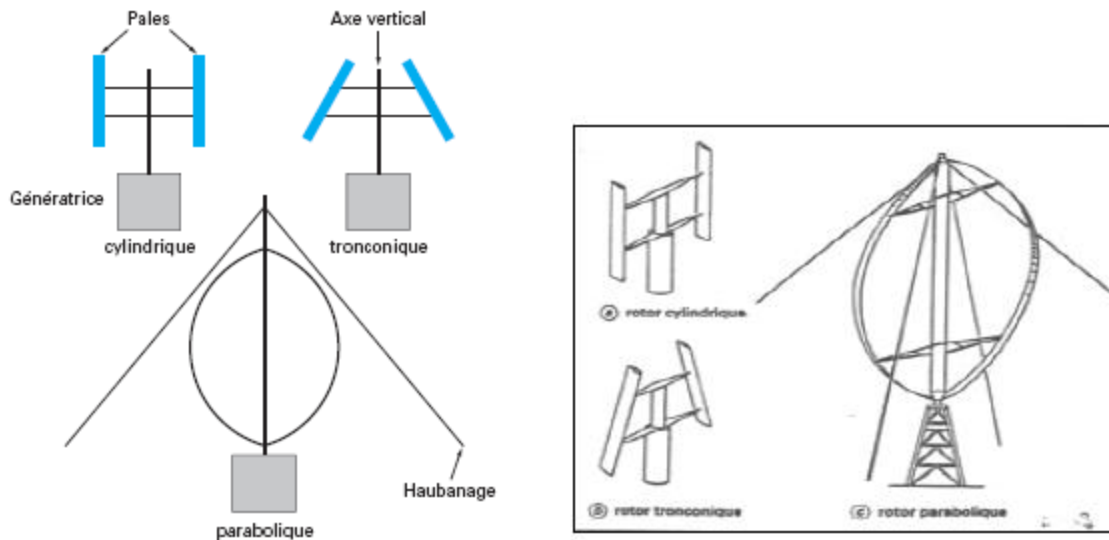


Figure 2.7 : Différents types de rotor Darrieus.

Les avantages théoriques d'une machine à axe vertical sont les suivantes :

- Elle vous permet de placer la génératrice, le multiplicateur, etc., à la terre, et vous n'avez pas besoin de munir la machine d'une tour.
- Un mécanisme d'orientation n'est pas nécessaire pour orienter le rotor dans la direction du vent.

2.3.3.3 Eoliennes actuelles

Différents types de machines électriques peuvent être utilisés pour la génération de puissance éolienne.

A. Eolienne petite puissance

Le petit éolien, ou éolien individuel ou encore éolien domestique, désigne les éoliennes de petites et moyennes puissances, de 100 watts à 20 kilowatts, montées sur des mâts de 10 à 35 mètres, raccordées au réseau ou bien autonomes en site isolé.

Le petit éolien est utilisé pour produire de l'électricité et alimenter des appareils électriques (pompes, éclairage, ...) de manière économique et durable, principalement en milieu rural. Par exemple, une petite éolienne accompagnée d'un module solaire photovoltaïque et d'un parc de batteries peut garantir l'autonomie énergétique d'un voilier (éclairage, instruments de bord...).

L'élément essentiel pour qu'une petite éolienne soit économiquement rentable est le vent, qui doit être à la fois puissant et fréquent. Les petites éoliennes classiques sont généralement à axe horizontal. Elles comprennent le plus souvent deux à trois pales et développent une puissance électrique de 100 watt à 20 kW.

B. Éoliennes de moyenne puissance

Ce sont les éoliennes dont la puissance est comprise entre 10 kW et 250 kW. Elles sont moins visibles dans le paysage, mais elles produisent bien sûr moins d'électricité. Elles peuvent appartenir à des acteurs locaux (coopératives agricoles par exemple). Les éoliennes de moyenne puissance, sont utilisées en site isolés, dans les pays en voie de développement (pompage de l'eau) ou lorsque la puissance atteint 60 kW en raccordement au réseau électrique.[web03].

C. Éoliennes de grande puissance [web01]

À partir de 500 kW, on estime qu'il s'agit d'éoliennes de grande puissance, installés dans les parcs éoliens. Différents types d'éoliennes existent, mais aujourd'hui, quand on évoque la production industrielle d'électricité, on parle principalement d'éoliennes tri pales à axe horizontal de rotation.

Ces éoliennes comprennent plusieurs éléments principaux :

- Des fondations servent à ancrer l'édifice au sol. Leurs caractéristiques diffèrent selon la nature du terrain. Dans les cas extrêmes, ces fondations varient d'environ 100 m³ de béton armé (240 tonnes) pour une éolienne de 600 kW à 150 m³ (360 tonnes) pour les éoliennes de 1,3 MW. Pour éviter tout affleurement, ces fondations sont complètement enterrées à environ un mètre sous le sol.
- Un mat tubulaire de 3 à 4 m de diamètre vient se fixer sur les boulons qui émergent des fondations. La hauteur de ce mât dépend des longueurs de pales et du relief ; en général, elle est de 40 m (en deux tronçons) pour les éoliennes de 600 kW et 50 m et plus (en trois tronçons) pour celles de 1,3 MW. Ce mât héberge la câblerie, les échelles pour monter à la nacelle, et de plus en plus souvent le système électrique de puissance (transformateur 700 V/20 kV, etc.) évitant ainsi des constructions annexes.

- En haut du mât, une nacelle de quelques mètres carrés abrite l'ensemble des mécanismes (multiplicateur dans certains cas, génératrice, frein, etc.) nécessaires au bon fonctionnement de l'éolienne. Ce matériel est issu des industries mécaniques et électriques traditionnelles.
- Ce mécanisme est entraîné par un axe sur lequel se fixent à l'extérieur les trois pales. La puissance des éoliennes étant fonction de la surface engendrée par la rotation des pales, on détermine la longueur de ces dernières suivant la puissance voulue (environ 25 m pour les 750 kW et 30 m pour les 1 MW) ; ces pales sont renforcées par des fibres de verre, bien souvent profilées et bénéficient des derniers résultats des recherches aéronautiques. Leur rendement aérodynamique est excellent, diminuant considérablement les nuisances sonores dues au frottement de l'air.

2.4 Applications Eoliennes de production électrique [25]

À la différence des siècles passés, il n'est plus nécessaire d'installer les systèmes éoliens précisément sur le lieu d'utilisation de l'énergie. Les systèmes éoliens sont maintenant utilisés pour générer de l'énergie électrique qui est transférée par un réseau électrique sur une distance plus ou moins grande vers les utilisateurs.

Les systèmes de génération éolienne individuels (stand-alone) qui fournissent de l'électricité à de petites communautés sont assez répandus. La caractéristique intermittente du vent est à l'origine de systèmes hybrides avec un soutien diesel et/ou photovoltaïque pour l'utilisation dans des endroits isolés. Pour augmenter la puissance, les turbines éoliennes peuvent être regroupées en parcs éoliens et transférer l'énergie au réseau public à travers leurs propres transformateurs, lignes de transport et sous-stations. Les parcs éoliens tendent à se déplacer vers des sites marins (off-shore) pour capter davantage d'énergie du vent.

2.4.1 Fermes éoliennes

En général, la distance entre les éoliennes installées dans des parcs éoliens est de 3 à 9 fois le diamètre de rotor dans la direction des vents dominant, et de 3

à 5 fois le diamètre dans la direction perpendiculaire à celle du vent dominant. La figure 2.8 représente trois rayons de cinq éoliennes chacun dans une disposition très typique.

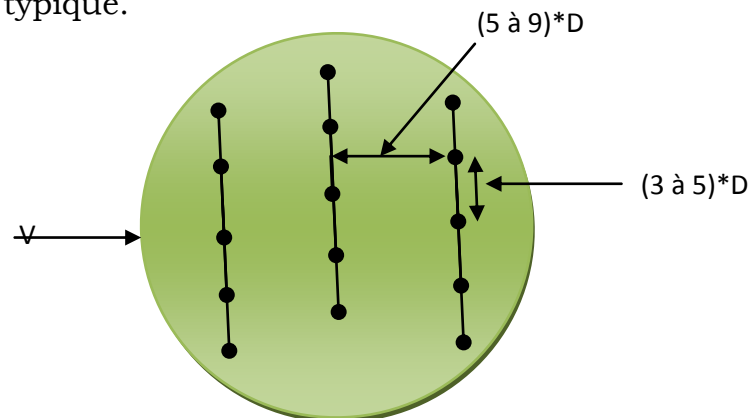


Figure 2.8 : Disposition des parcs éoliens.

Les parcs éoliens peuvent être installés sur la terre ferme ou au large des côtes (parcs offshore).

Les grands parcs éoliens sont toujours d'immenses installations financées, implantées et gérées par des promoteurs extérieurs non seulement à la région mais souvent au pays lui-même. Cette solution peut être intéressante au niveau des pays pour diversifier ses sources d'énergie mais elle laisse en général des retombées minimales aux collectivités qui accueillent ces parcs éoliens. Ce sont davantage des opérations financières qu'un outil structurant au service du développement local.



Figure 2.9 : Parc éolien de 39.6 MW raccordé à un réseau central en Espagne. En figure 2.9 est représenté un parc éolien installé en Espagne.

2.4.1.1 Applications hors réseau

Historiquement, c'est dans les endroits isolés, loin d'un réseau électrique et là où les besoins en énergie sont relativement faibles (généralement de moins de 10 kW), que l'énergie éolienne était la plus concurrentielle. Dans ce type d'applications hors réseau, l'énergie du vent est captée par les éoliennes pour recharger des batteries. L'énergie électrique ainsi emmagasinée permet alors de fournir de l'électricité à la demande du pompage de l'eau, où l'eau peut aussi être emmagasinée en vue d'un usage ultérieur, est par ailleurs une des plus anciennes formes d'exploitation de l'énergie éolienne. Dans les sites isolés hors réseau, l'utilisation d'éoliennes pour la production d'énergie électrique, est très concurrentielle par rapport à l'extension du réseau électrique, aux batteries non rechargeables, aux génératrices à effet Pelletier, à moteur diesel ou à moteur à essence. Pour les longues périodes de pénuries, beaucoup de systèmes utilisent les groupes électrogènes diesel ou les panneaux photovoltaïques pour assurer la continuité de l'approvisionnement [26].



Figure 2.10 : Éolienne de 10 kW hors réseau au Mexique.

En figure 2.10 représenté une éolienne de 10 kW hors réseau au Mexique.

2.4.1.2 Applications en réseau

Les systèmes éoliens raccordés à un réseau électrique transfèrent directement l'énergie produite au réseau. On distingue deux types d'applications :

1. Le réseau isolé, où la puissance installée par éolienne varie en général de 10 kW à 200 kW environ.
2. La centrale éolienne avec raccordement à un réseau central, où la puissance installée par éolienne varie en général de 200 kW à 2 MW.

2.4.1.2.1 Réseaux isolés

Dans les régions éloignées, la production d'électricité est généralement coûteuse en raison du prix élevé du transport du carburant diesel. Lorsque la ressource éolienne est suffisante, une petite centrale éolienne peut être installée pour fournir de l'électricité en complément de la centrale diesel. Ces centrales sont désignées normalement sous le nom de systèmes hybrides éolien-diesel. La fonction première de la centrale éolienne est de contribuer à réduire la consommation de carburant diesel. Un système hybride éolien-diesel est montré à la Figure 2.11.



Figure 2.11 : Éolienne de 50 kW reliée à un réseau isolé au Canada.

2.4.1.2.2 Réseaux centraux

Les applications avec raccordement à un réseau central se répandent de plus en plus. Dans les régions relativement venteuses, les éoliennes sont regroupées pour former des parcs d'éoliennes ayant une capacité totale de plusieurs mégawatts. Habituellement, la superficie occupée par le parc d'éoliennes sert aussi à d'autres fins, comme l'agriculture ou la sylviculture. Par ailleurs, une autre forme répandue d'exploitation de l'énergie éolienne inclut l'installation d'une ou plusieurs grandes éoliennes par des particuliers, des entreprises ou des coopératives.

Pour des projets de très petite envergure (par ex. : chargement de batteries hors réseau ou pompage de l'eau), le coût du monitoring éolien peut être supérieur au coût d'achat et d'installation d'une petite éolienne. Dans ce cas, une évaluation détaillée de la ressource éolienne ne serait normalement pas effectuée.

2.5 Conclusion

Dans ce chapitre on présente une description de l'énergie éolienne. Dans ce contexte, quelques notions principales au sujet de la technologie éolienne ont été données comme les méthodes de description du gisement éolien, des exemples d'architectures, que sa commence par les différentes turbines éoliennes et leurs caractéristiques technologiques. On présente les différents types de machines électriques qui peuvent être utilisées pour la génération de puissance éolienne.

Chapitre 3

Modélisation Spatiale et Temporelle de la Vitesse de Vent

3.1 Introduction

Le vent est une quantité vectorielle et son analyse statistique porte à la fois sur sa vitesse et sur sa direction. Cela peut être fait en calculant le vecteur vent moyen pour une période et pour une station donnée ou en établissant une rose des vents où les fréquences des vitesses comprises entre des valeurs données sont schématiquement représentées selon différentes directions.

La rose des vents est dans la plupart des cas, une étude essentielle pour évaluation du potentiel énergétique d'un site éolien donné. Elle permet l'optimisation du choix de l'emplacement des éoliennes sur le site afin qu'elles soient exposées au meilleur vent possible.

Dans ce chapitre, on décrit les moyens de présenter de manière compacte la distribution temporelle et spatiale qui concerne principalement la variation horizontale et verticale de la vitesse du vent. On présente ainsi l'estimation de la puissance énergétique éolienne et l'estimation de la production électrique d'une ferme éolienne.

3.2 Origine de vent

L'air constituant l'atmosphère est un mélange de gaz et de particules solides ou liquides. Sa composition est relativement constante jusqu'à une

altitude de 85 km et est majoritairement composée d'azote, d'oxygène et d'argon (99,97 %).

Le rayonnement solaire est absorbé de façon très différente aux pôles et à l'équateur du fait de la rotondité de la terre. L'énergie absorbée à l'équateur est donc très supérieure à celle absorbée aux pôles. Ces variations de température provoquent des différences de densité des masses d'air entraînant leur déplacement d'une latitude à une autre. Ce déplacement s'effectue des zones où la densité de l'air (pression atmosphérique) est élevée vers celles où elle est faible [27].

On pourrait aisément prévoir la direction des vents dominants si elles n'étaient pas perturbées par les orages, les obstacles naturels ou les dépressions cycloniques [3].

Dans les basses couches atmosphériques ([1]). Le déplacement des masses d'air, appelé vent, est le résultat de la mise à l'équilibre d'un ensemble de forces qui sont, selon [28] :

- les forces de pression : ces forces génèrent les déplacements des masses d'air constituant le vent. Elles proviennent des différences locales de pression dues aux différences de température en fonction de la latitude, et des influences continentales et océaniques. Elles sont perpendiculaires dirigées des hautes vers les basses pressions,
- la force de Coriolis : cette force est liée à la rotation de la Terre sur son axe. Elle est perpendiculaire à la vitesse du vent et orientée vers l'est dans l'hémisphère Nord. Elle n'est significative que pour les déplacements atmosphériques de haute altitude en raison de la faiblesse relative des autres forces en présence,
- les forces de frottement : ces forces traduisent la friction turbulente de l'air sur le sol.

3.3 Caractéristique du vent

Le vent est caractérisé par deux grandeurs par rapport au temps:

- La vitesse ;

➤ La direction.

Une des caractéristiques principales des vents de surfaces, est leur très grande variabilité, aussi bien temporelle que spatiale. En ce qui concerne la variabilité temporelle, celle-ci peut être discutée à partir d'une analyse spectrale (figure 3.1), [1].

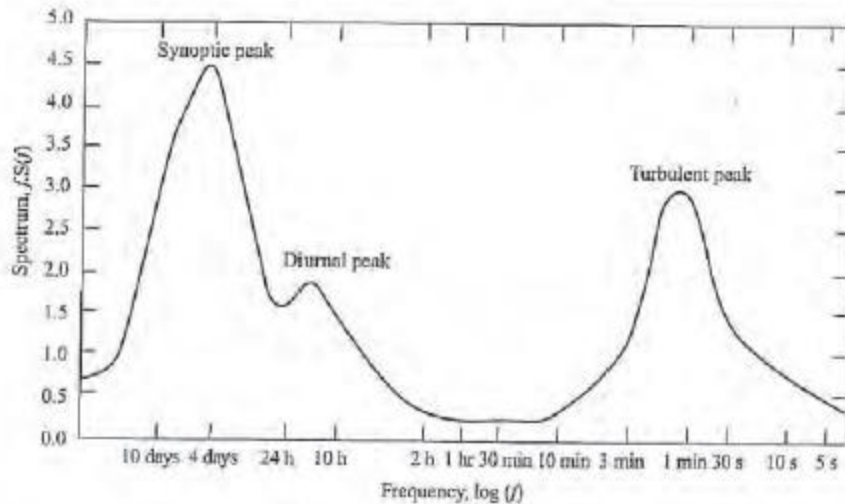


Figure 3.1 : Spectre d'énergie de la vitesse du vent à 10 m à une station météorologique [1].

Trois pics principaux apparaissent, chacun étant associé à des échelles temporelles bien distinctes. Le premier pic est lié à la turbulence et est associé à de petites échelles, de l'ordre de la minute. Le deuxième pic est associé au cycle diurne de la vitesse du vent. Enfin, le troisième pic, le plus importants, est associée aux échelles de temps dites synoptiques, de l'ordre du jour à la dizaine de jours [1].

3.4 La mesure du vent

Le vent est un processus aléatoire, il est donc difficile à prédire car il varie dans le temps et dans l'espace. Pour caractériser un tel phénomène et connaître son évolution au cours du temps, il faudra évaluer ses propriétés climato-statistique, puis analyser celles-ci dans l'espace et dans le temps [29].

L'analyse de données statistiques issues de diverses banques de données météorologiques, données accumulées sur de longues périodes, permet

d'établir des cycles de variation de la vitesse du vent. Ces cycles peuvent varier dans le temps sur une échelle allant de la seconde à plusieurs décennies.

L'étude et le traitement statistique des données historiques provenant de stations météorologiques permettent donc d'évaluer la probabilité d'obtenir des vitesses de vent supérieures à la vitesse de démarrage d'une turbine éolienne et de procéder à l'évaluation prédictive de la production annuelle d'électricité d'une centrale éolienne.

3.5 Définition de la vitesse moyenne du vent

La vitesse de vent dans la couche limite peut être considérée comme la somme d'une vitesse moyenne et d'une vitesse de fluctuation [6]. Elle peut s'écrire :

$$v = \bar{v} + v' \quad (3.1)$$

Où v , \bar{v} , v' désignent respectivement la vitesse instantanée, la vitesse moyenne et la fluctuation par rapport à la moyenne.

La vitesse moyenne du vent est égale à :

$$\bar{v} = \frac{1}{T} \int_{t_0}^T v(t) dt \quad (3.2)$$

Où T est la période sur laquelle est moyennée la vitesse du vent.

Cette valeur représente la moyenne du vent fournie par les services météorologique.

3.6 Énergie fournie par le vent

L'énergie du vent est l'énergie cinétique d'une masse d'air qui traverse une surface donnée S [30].

L'énergie cinétique d'une masse d'air en mouvement est égal à :

$$E_c = \frac{1}{2} m v^2 \quad (3.3)$$

m : masse de volume d'air (kg)

v : vitesse instantanée du vent (m/s)

Si cette énergie pouvait être complètement récupérée à l'aide d'un dispositif ayant la surface S , situé perpendiculairement à la direction de la vitesse du vent, la puissance éolienne instantanée serait alors [31] :

$$p_e = \frac{1}{2} \rho s v^3 \quad (3.4)$$

Où ρ est la masse du volume d'air, paramètre variant avec la latitude et la température [3].

$\rho = 1.25 \text{ kg/m}^3$ dans les conditions normales de température et de pression au niveau de la mer.

La puissance éolienne moyenne disponible sur un site donne, en 1 second est donc égale à [27]:

$$\langle p \rangle = \frac{1}{2} \rho S \langle v^3 \rangle \quad (3.5)$$

La puissance disponible $\langle p \rangle$ varie donc comme la moyenne de la vitesse cubique du vent. La détermination de la vitesse moyenne et cubique moyenne se fait à partir de l'étude statistique de la distribution des fréquences, par classes, de la vitesse du vent.

3.7 Représentation statistique de la vitesse de vent

La vitesse du vent varie d'une manière aléatoire. Il est par conséquent nécessaire d'utiliser les outils statistiques pour la description ce processus non stationnaire. Plusieurs études ont été faites au cours des dernières décennies pour caractériser les variations de la vitesse des vents. La fonction de densité de probabilité des vitesses du vent d'un site peut être approchée par une caractéristique de Weibull pour des mesures moyennées sur une période donnée [28].

3.7.1 Distribution de Weibull

La distribution de fréquences de Weibull est un modèle qui a donné de bons résultats quant à la représentation de la distribution de fréquence de la vitesse du vent. La densité de probabilité $f(v)$ d'apparition d'une vitesse v durant une période considérée est donnée par la relation suivante :

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (3.6)$$

Avec $f(v)$ est la fréquence d'occurrence de la vitesse de vent v .

La fonction de distribution cumulative est donnée par :

$$F_w(v \leq v_0) = \int_0^{v_0} f(v) dv = 1 - \exp\left[-\left(\frac{v_0}{c}\right)^k\right] \quad (3.7)$$

Où F_w représente la probabilité pour que la vitesse v soit inférieure ou égale à v_0 .

La densité de probabilité $f(v)$ (équation 3.6) est caractérisée par deux paramètres : un paramètre d'échelle c [m/s], représentatif de la valeur pour laquelle la fonction admet un maximum. Il détermine la qualité du vent. k facteur de forme (sans dimension), représentatif de la symétrie de la distribution.

Pour l'estimation des paramètres de Weibull à partir de la série de données de vitesse du vent, il est nécessaire de recourir à une estimation statistique. La précision des estimations des paramètres c et k dépend directement des données disponibles. Plus précisément, elle dépend de la résolution temporelle de ces données et des erreurs contenues dans ces données.

La figure 3.2 représente la variation des paramètres de forme k pour un facteur d'échelle constant.

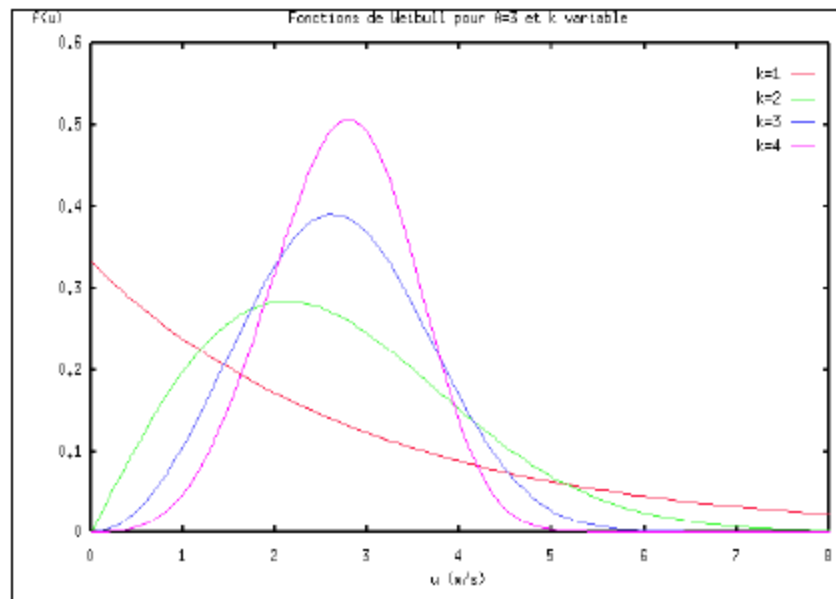


Figure 3.2: Exemples de fonctions de Weibull pour $C= 3$ m/s et différentes valeurs du paramètre de forme $k= 1, 2, 3$ et 4 , [28].

3.7.2 Distribution de Weibull Hybride

La distribution classique de Weibull est mal adaptée, dans les régions où les fréquences de calmes sont relativement importantes (supérieure ou égale à 15%), [32]. En effet, cette proportion ne peut pas être négligée et doit être prise en compte lors de la caractérisation d'un site éolien [3]. L'expression mathématique de la distribution hybride de Weibull est :

$$\begin{cases} f(v) = (1 - F_0) \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] & \text{pour } v > 0 \\ f(v) = F_0 & \text{pour } v = 0 \end{cases} \quad (3.8)$$

où F_0 représente la fréquence des vitesses calmes.

3.7.3 Distribution de Rayleigh

La distribution de Rayleigh a été également utilisée couramment pour ajuster la mesure de la probabilité de la fonction de distribution pour différents endroits [33].

La distribution de Rayleigh est un cas particulier de la distribution de Weibull dans lequel le paramètre de forme k est égal à 2.

La densité de Probabilité et la fonction cumulative de la distribution Rayleigh sont calculées comme suit:

$$f_R(v) = \frac{\pi v}{2 \bar{\gamma}^2} \exp\left[-\left(\frac{\pi}{4}\right) \left(\frac{v}{\bar{\gamma}}\right)^2\right] \quad (3.9)$$

Et

$$F_R(v) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{\pi}{4}\right) \left(\frac{v}{\bar{\gamma}}\right)^2\right] \quad (3.10)$$

Où $\bar{\gamma}$ désigne la vitesse moyenne du vent.

3.8 Vitesse moyenne et écart type

La vitesse moyenne du vent est donnée par :

$$\bar{v} = \int_0^{\infty} v f(v) dv \quad (3.11)$$

et l'écart-type est représenté par :

$$\sigma = \left[\int_0^{\infty} (v - \bar{v})^2 f(v) dv \right]^{\frac{1}{2}} \quad (3.12)$$

$f(v)$ est la fréquence d'occurrence de la vitesse de vent v

Le facteur d'échelle c est relié à la vitesse moyenne des vents (équation 3.11) durant la période considérée par une fonction Gamma (Γ) qui dépend du facteur de forme k , [3]:

$$\bar{v} = c \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right) \quad (3.13)$$

Où Γ est la fonction gamma complète.

La fonction gamma est donnée par [33]:

$$\Gamma(w) = \int_0^{\infty} e^{-t} t^{w-1} dt \quad (3.14)$$

où w est un entier > 0 .

La vitesse cubique moyenne est définie par :

$$\langle v^3 \rangle = \int v^3 f(v) dv \quad (3.15)$$

Après intégration on obtient :

$$\langle v^3 \rangle = C^3 \Gamma \left(1 + \frac{3}{k} \right) \quad (3.16)$$

La relation entre l'écart-type et les paramètres k et c est donnée par,[3]:

$$\sigma = c \left[\Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right) - \Gamma^2 \left(1 + \frac{1}{k} \right) \right]^{1/2} \quad (3.17)$$

Les deux paramètres de la distribution de Weibull peuvent être déterminés à partir d'ajustement des valeurs de vitesses de vent sur le site considéré.

3.9 Méthodes d'ajustement

Il existe plusieurs méthodes pour évaluer les deux paramètres de la distribution de Weibull. Parmi les plus simples et les plus efficaces figure la méthode des moindres carrés, et la méthode du maximum de vraisemblance.

3.9.1 Méthode des moindres carrés [3]

Traditionnellement, la méthode des moindres carrés est la plus utilisée. Il s'agit de tracer la droite représentant le logarithme népérien de la fonction cumulative de la distribution de Weibull versus le logarithme de la vitesse du vent, soit la relation :

$$\ln[-\ln(1 - F(v \leq v_0))] = -k \ln(c) + k \ln(v_0) \quad (3.18)$$

Les valeurs de facteur de forme k et de facteur d'échelle c peut être déterminé à l'aide de moindres carrés après aménagement des données.

En posant :

$$y = b + mx \quad (3.19)$$

Et en identifiant avec l'équation 3.16, on obtient :

$$y = \ln[-\ln(1 - F(v \leq v_0))] \quad (3.20)$$

$$x = \ln(v_0) \quad (3.21)$$

k et c peuvent être calculés comme suit:

$$k = m \quad (3.22)$$

$$c = e^{\left(\frac{b}{-k}\right)} \quad (3.23)$$

3.9.2 Méthode du maximum de vraisemblance

Parmi les autres méthodes d'évaluation des paramètres de Weibull, la méthode de la vraisemblance maximale (MLM) est l'une des méthodes qui a donné de très bons résultats. Cette méthode est basée sur le calcul des paramètres les plus probables de la distribution qui s'adapte aux données observées [34]. Les facteurs de forme k et d'échelle c sont évalués à l'aide des relations suivantes :

$$k = \left[\frac{\sum_{i=1}^n v_i^k \ln(v_i)}{\sum_{i=1}^n v_i^k} - \frac{\sum_{i=1}^n \ln(v_i)}{n} \right]^{-1} \quad (3.24)$$

et

$$c = \left[\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n n_i v_i^k \right]^{1/k} \quad (3.25)$$

où v_i est la vitesse au temps i et n le nombre de données de vents non nulles. Cette méthode est très utilisée mais elle a, cependant, un inconvénient majeur qui est la nécessité d'utiliser des vitesses de vent non nulles. En effet, pour les

sites où la probabilité d'avoir des vitesses de vent nulles est importante, cette méthode risque de donner des résultats peu réalistes.

3.9.3 Méthode du maximum de vraisemblance modifiée

Lorsque les données de vitesses de vent sont disponibles sous forme fréquentielle, une variante de la méthode MLM peut être utilisée. Cette méthode est nommée : *Modified Maximum Likelihood Method* (MMLM). Le principe de cette méthode est le même et il est basé sur les relations suivantes [7] :

$$k = \left(\frac{\sum_{i=1}^n V_i^k \ln(V_i) P(V_i)}{\sum_{i=1}^n V_i^k P(V_i)} - \frac{\sum_{i=1}^n \ln(V_i) P(V_i)}{P(V \geq 0)} \right)^{-1} \quad (3.26)$$

Ensuite, on détermine la valeur du paramètre d'échelle c à l'aide de la formule suivante :

$$c = \left(\frac{1}{P(V \geq 0)} \sum_{i=1}^n V_i^k P(V_i) \right)^{1/k} \quad (3.27)$$

où :

- V_j , en m/s, est la vitesse du vent à un instant i ;
- $P(V > 0) = 1$, est la probabilité que la vitesse de vent soit égale ou supérieure à zéro;
- $P(V)$, est la probabilité d'avoir la vitesse de vent V_j .

3.9.4 Comparaison des différentes méthodes

Les trois méthodes - moindres carrées, MLM et MMLM – ont été comparé et leurs performances testés. Les conclusions sont les suivantes [35] :

- si les données de vitesses de vent sont disponibles sous forme de série temporelle alors la méthode MLM est recommandée pour le calcul des paramètres de la distribution de Weibull ;
- si les données de vitesses de vent sont disponibles sous forme de série fréquentielle alors la méthode MMLM est recommandée ;
- Par rapport à la méthode MLM, la méthode des moindres carrés est moins précise et plus influencée par des paramètres extérieurs comme la taille du fichier de données.

3.10 Puissance énergétique éolienne

3.10.1 Puissance éolienne disponible

La densité moyenne de puissance \bar{E} disponible sur une période T , sur un site, est donnée par :

$$\bar{E} = \frac{1}{T} \int_0^T \rho v^3(t) dt \quad (3.28)$$

où ρ est la densité de l'air (en kg m^{-3}) supposée constante, E (en W m^{-2}) correspond à la densité de puissance du flux par unité de surface orthogonale au flux et v la vitesse du vent (en m s^{-1}).

En remplaçant l'intégrale par son l'expression (3.14) en fonction des paramètres k et C de Weibull et en introduisant la surface A du rotor de l'aérogénérateur on obtient la puissance éolienne disponible sous la forme :

$$\bar{E} = \frac{1}{2} \rho A C^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (3.29)$$

3.10.2 Puissance récupéré par la roue (Théorie de betz),

La turbine éolienne est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique [36]. 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, [21].

Considérons le système éolien à axe horizontal représenté sur la figure (3.3) sur la quelle est représentée la vitesse du vent v_{am} en amont de l'aérogénérateur et la vitesse v_{av} en aval. Une pression statique P_0 est appliqué sur le rotor. La force du vent qui s'exerce sur la turbine est freinée graduellement. Sa vitesse décroît quand cette masse se rapproche du rotor, ce qui crée un élargissement du tube d'air. Ceci induit en amont une augmentation de la pression statique de l'air jusqu'à un maximum P_1 en face du rotor.

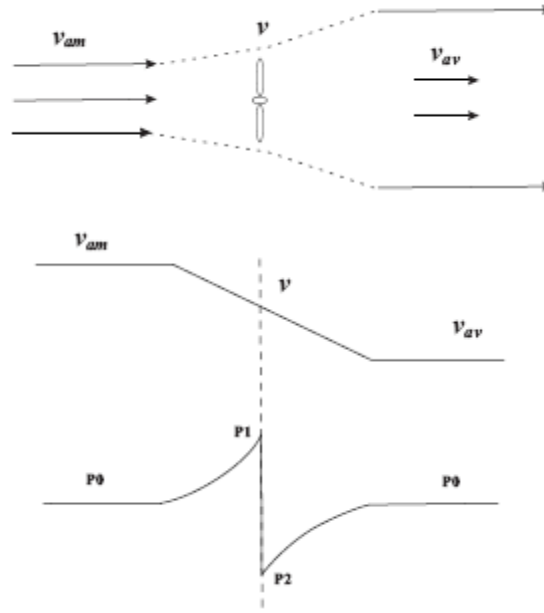


Figure 3.3 : Principe d'extraction de l'énergie cinétique du vent

Une partie de l'énergie cinétique du vent est transformée en énergie potentielle pour produire cette augmentation de la pression. Celle-ci chute ensuite pour atteindre une valeur P_2 en dessous de la pression atmosphérique sur la face arrière du rotor.

La masse d'air en mouvement est définie par :

$$m = \frac{\rho S (v_{am} + v_{av})}{2} \quad (3.30)$$

Avec ρ est la densité traversant la surface S des pales.

v_{av} : vitesse en aval de la roue, m/s

v_{am} : vitesse en amont de la roue, m/s

Par Identification la vitesse du vent traversant le rotor est égal à :

$$v = \frac{v_{am} + v_{av}}{2} \quad (3.31)$$

La puissance P_m alors extraite s'exprime par la moitié du produit de la masse et de la diminution de la vitesse du vent (seconde loi de Newton) :

$$P_m = \frac{m (v_{am}^2 - v_{av}^2)}{2} \quad (3.32)$$

En remplaçant m par son expression dans (3.32) :

$$P_m = \frac{\rho S (v_{am} + v_{av}) (v_{am}^2 - v_{av}^2)}{4} \quad (3.33)$$

Un vent théoriquement non perturbé traverserait cette même surface S sans diminution de vitesse, soit à la vitesse v_{am} , la puissance P_{m1} correspondante serait alors :

$$P_{m1} = \frac{\rho S v_{am}^3}{2} \quad (3.34)$$

Le rapport entre la puissance extraite du vent et la puissance totale théoriquement disponible est alors :

$$\frac{P_m}{P_{m1}} = \frac{\left(1 + \frac{v_{av}}{v_{am}}\right) \left(1 - \left(\frac{v_{av}}{v_{am}}\right)^2\right)}{2} \quad (3.35)$$

La figure (3.3) représente la caractéristique correspondante à l'équation ci-dessus, on s'aperçoit que le rapport P_m/P_{m1} appelé aussi coefficient de puissance C_p présente un maximum de $16/27$, Cette limite (environ 0.59) est appelée "limite de Betz".

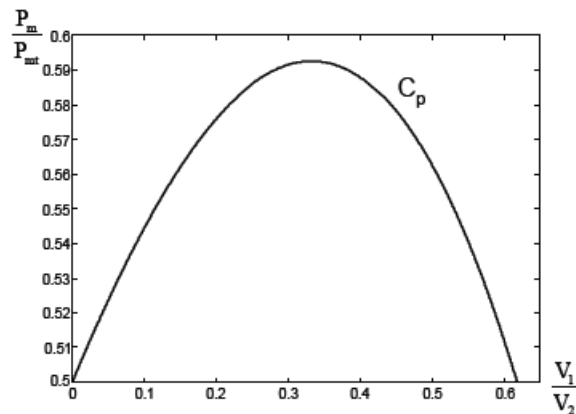


Figure 3.4 : Coefficient de puissance.

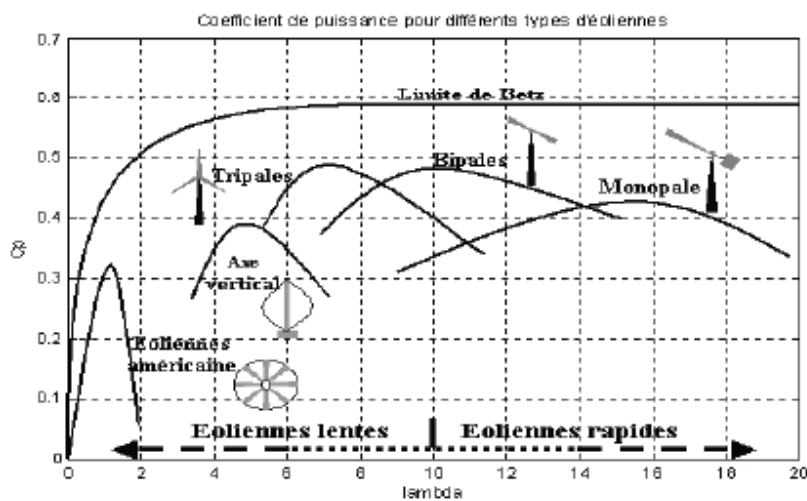


Figure 3.5 : Puissance récupérée en fonction de la vitesse de rotation du rotor.

Le coefficient de puissance C_p dépend du nombre de pales du rotor et de leurs formes géométriques et aérodynamiques (longueur, profil des sections). Celles-ci sont conçues en fonction des caractéristiques d'un site, puissance nominale souhaitée, type de régulation (en pitch ou par décrochage) et du type de fonctionnement (à vitesse fixe ou variable).

Pour une masse volumique une valeur moyenne de 1.25kg/m^3 (densité de l'air), la puissance maximum pratiquement récupérable par unité de surface est donnée par :

$$\langle P_r \rangle = 0.37 \langle v^3 \rangle \quad (3.36)$$

La limite de Betz fixe la puissance maximale extractible pour une vitesse de vent donnée. Cette limite n'est en réalité jamais atteinte et chaque éolienne est définie par son propre coefficient de puissance exprimé en fonction de la vitesse relative λ qui représente le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent. En figure 3.5 est représentée la puissance récupérée en fonction de la vitesse de rotation du rotor.

3.10.3 Puissance moyenne utilisable par un aérogénérateur

Chaque système de conversion d'énergie éolienne est caractérisé par [37] :

- La vitesse de démarrage (Puissance nulle).
- La vitesse nominale ou maximale (puissance maximale).
- La vitesse de coupure (puissance constante, pour éviter la détérioration du matériel si la vitesse augmente).

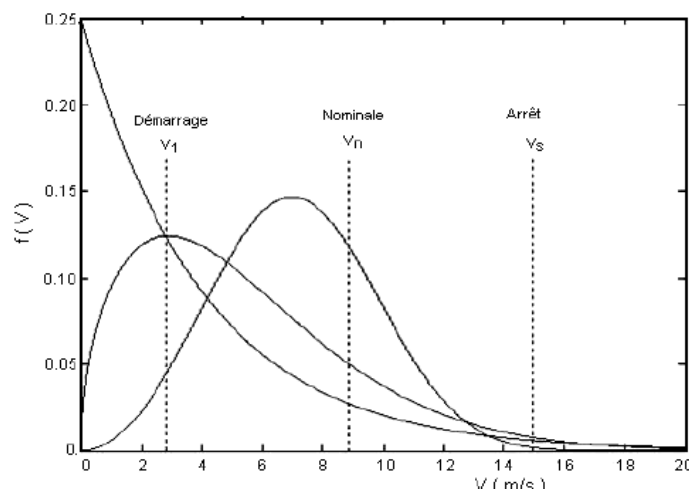


Figure 3.6 : Distributions de vitesses de vent et limites des vitesses [21]. caractéristiques d'une machine quelconque (démarrage, nominale et arrêt).

La puissance récupérée à l'axe (puissance utile) est donnée sous la forme suivante :

$$\langle P_u \rangle = \frac{1}{2} \rho S \langle V_u^3 \rangle \quad (3.37)$$

La vitesse V_u est déduite de la courbe représentative de la distribution de Weibull entre les limites de la machine et en tenant compte du fait que lorsque la vitesse nominale V_N est atteinte, l'augmentation de la vitesse de vent n'a aucun effet sur le régime de la roue [38].

Ainsi, La densité de puissance utile est donnée par :

$$\langle P_u \rangle = \begin{cases} 0 & \text{pour } V < V_D \\ \frac{1}{2} \rho \langle V^3 \rangle & \text{pour } V_D \leq V < V_N \\ \frac{1}{2} \rho \langle V_N^3 \rangle & \text{pour } V_N \leq V < V_M \\ 0 & \text{pour } V \geq V_M \end{cases} \quad (3.38)$$

où V_D est la vitesse de démarrage, V_N la vitesse nominale, V_M la vitesse d'arrêt de la machine.

La vitesse cubique utile moyenne est donnée par intégration de la vitesse cubique pondérée par la fonction de probabilité en considérant comme bornes d'intégration les limites imposées par la machine, [38] soit:

$$\langle V_u^3 \rangle = \int_{V_D}^{V_N} v^3 f(v) dv + V_N^3 \int_{V_N}^{V_M} f(v) dv \quad (3.39)$$

On obtient après intégration et en utilisant la fonction gamma normalisée:

$$\langle V_u^3 \rangle = \left[\Gamma_N \left(\left(\frac{V_N}{c} \right)^k, 1 + \frac{3}{k} \right) - \Gamma_N \left(\left(\frac{V_D}{c} \right)^k, 1 + \frac{3}{k} \right) \right] \bar{V}^3 + V_N^3 \left[\exp \left(- \left(\frac{V_N}{c} \right)^k \right) - \exp \left(- \left(\frac{V_M}{c} \right)^k \right) \right] \quad (3.40)$$

Avec :

$$\Gamma_N(x, a) = \frac{\Gamma(x, a)}{\Gamma(x)} \quad (3.41)$$

3.10.4 puissance électrique moyenne sortie aérogénérateur

En utilisant la vitesse cubique utile donnée en (3.39) et en introduisant un rendement global η de la machine, la puissance électrique sortie aérogénérateur s'écrit :

$$\langle P_m \rangle = \eta \langle P_e \rangle \quad (3.42)$$

η représente le produit du rendement de betz, rendement électrique et le rendement mécanique de la machine.

Une seconde méthode peut être utilisée pour la détermination de la puissance moyenne P_m sortie électrique, en introduisant le coefficient de la puissance C_p et les différents rendements mécanique et électrique avant l'intégration :

$$P_m = \begin{cases} 0 & \text{pour } V < V_D \\ \frac{1}{2} \rho S C_p \eta_{mach} \eta_{éle} V^3 & \text{pour } V_D \leq V < V_N \\ \frac{1}{2} \rho S C_p \eta_{mach} \eta_{éle} V_N^3 & \text{pour } V_N \leq V < V_M \\ 0 & \text{pour } V \geq V_M \end{cases} \quad (3.43)$$

La puissance produite est indéfiniment croissante en fonction de la vitesse du vent, ce qui n'est pas le cas dans la réalité[31].

la figure 3.7 représente le diagramme de la puissance utile en fonction de la vitesse du vent.

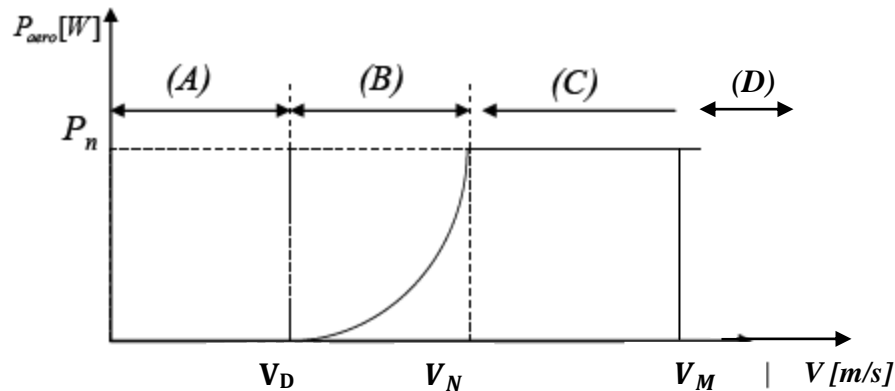


Figure 3.7 : Diagramme de la puissance utile en fonction de la vitesse du vent.

Les vitesses V_D , V_N et V_{DM} définissent quatre zones tel que sont définis sur le diagramme de la figure 3.7 de la puissance utile en fonction de la vitesse du vent [22]:

- la zone A: ($V < V_D$), où $P_{turbine} = 0$ (la turbine ne fournit pas de puissance);
- la zone B: $V_D \leq V < V_N$, dans laquelle la puissance fournie sur l'arbre dépend de la vitesse du vent V ;
- la zone C: $V_N \leq V < V_M$, où la vitesse de rotation est maintenue constante par un dispositif de régulation et où la puissance $P_{turbine}$ fournie reste sensiblement égale à P_N .

- la zone D $V \geq V_M$, dans laquelle le système de sûreté de fonctionnement arrête le transfert de l'énergie.

3.10.5 Estimation du facteur de capacité

Le facteur de capacité est défini comme le rapport entre la puissance moyenne de sortie p_m et la puissance nominale P_n de l'aérogénérateur.

Il s'écrit :

$$FC = \frac{p_m}{P_N} \quad (3.44)$$

p_m est la puissance moyenne produite; P_N est la puissance nominale de la génératrice.

Dans la conversion de l'énergie éolienne, la puissance nominale de sortie électrique est définie par l'expression suivante:

$$P_N = \frac{1}{2} \rho S C_p \eta_{méc} \eta_{éle} V_N^3 \quad (3.45)$$

où ρ est la densité d'air qui est égale à 1,225 kg/m³; S est la surface de rotor ; C_p le coefficient de puissance; $\eta_{méc}$ est le rendement de système mécanique; $\eta_{éle}$ est le rendement du système électrique; et V_N est la vitesse nominale. En utilisant l'équation (3.43), on écrit :

$$FC = \frac{1}{V_N^3} \int_{V_D}^{V_N} V^3 f_w(v) dv + \int_{V_N}^{V_M} f_w(v) dv \quad (3.46)$$

La solution de l'équation (3.48) est donnée par l'expression suivante:

$$FC = p^3 e^{-(V_D/c)^k} + \frac{3\Gamma(3/k)}{k \left(\frac{V_N}{c}\right)^3} \left[\gamma \left(\left(\frac{V_N}{c}\right)^k, \frac{3}{4} \right) - \gamma \left(\left(\frac{V_D}{c}\right)^k, \frac{3}{4} \right) \right] - e^{-(V_M/c)^k} \quad (3.47)$$

où $p = V_D/V_N$. γ est la fonction gamma incomplète .

3.10.6 Facteur de disponibilité

Le facteur de disponibilité est défini comme le pourcentage du temps pendant lequel l'éolienne est en opération. Il dépend des caractéristiques de la machine et du potentiel éolien. Il est défini par [7]:

$$A_F = P(V_D \leq V < V_M) = \int_{V_D}^{V_M} \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp \left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k \right] dv \quad (3.48)$$

3.11 Les méthodes de modélisation spatiales

Les modèles permettant la modélisation du flux de vent sur un terrain complexe peuvent être divisés en deux types principaux qui sont les modèles pronostiques et diagnostiques [28]. Ces modèles permettent de déterminer le champ du vent sur une zone ventée à un instant donné.

3.11.1 Modèles pronostiques

Ces modèles sont aussi appelés prédictifs, dynamiques où à équation primitive (appelées équation primitive car découlant des principes de conservation originels). Ce sont des modèles physiques, visant à modéliser le comportement du flux sur le terrain. Ces modèles sont basés sur la résolution des équations temporelles hydrodynamiques ou thermodynamiques adaptées à l'atmosphère. Ce type de modèles inclut les effets d'advection, stratification, force de Coriolis, moments de flux de radiation et turbulent, chaleur et humidité.

On peut distinguer dans ces modèles, les modèles hydrostatiques et les modèles non-hydrostatiques. Dans les mêmes modèles hydrostatiques, l'équation du moment vertical est remplacée par l'équilibre hydrostatique. Ceci implique que les échelles du mouvement vertical du vent doivent être inférieures aux échelles horizontales considérées. Ces modèles ne peuvent donc être utilisés que pour modéliser le vent à une échelle régionale (10 km environ)[4].

Les modèles non-hydrostatiques permettent de modéliser le vent à une échelle plus fine. Pour le fonctionnement des modèles pronostiques, il est nécessaire de définir les conditions initiales et les conditions aux limites. La performance des modèles est liée à la bonne initialisation des variables météorologiques et la bonne définition des conditions aux limites. Ces modèles ont besoin de [4] :

- champs météorologiques 3-D sur tout le domaine de simulation pour l'initialisation des modèles.
- champs météorologiques 2-D (ou 3-D) définissant les conditions aux limites et latérales et au dessus du domaine de simulation. Les conditions aux limites doivent être définies pour toute la durée de la simulation.

- conditions aux limites en bas du domaine de simulation (orographie, rugosité, température de la surface, ...)

Ces champs, déterminant les conditions aux limites et les conditions initiales. Résoudre ce type d'équations est difficile. Plus le modèle est complet, plus il est nécessaire de connaître précisément les données d'entrée et les conditions aux limites du volume étudié. Ces données sont le plus souvent indisponibles. La complexité de ces modèles est telle qu'ils sont utilisés sur de petites zones et pour peu de cas, caractérisant les événements climatologiques principaux. Ils ne sont pas utilisés pour l'obtention de statistiques de vent sur une zone étendue, et ne sont pas utilisables, à l'heure actuelle, pour une évaluation régionale du potentiel.

3.11.2 Modèles diagnostiques

Ces modèles utilisent des mesures *in situ* pour générer un champ de vitesse du vent sur la région où le vent doit être modélisé ou des données de vent géostrophique.

Les modèles dits linéarisés admettent que la perturbation du champ de vent associé à la topographie est faible par rapport à une solution qui sera écrites par un profil logarithmique [6].

A travers une analyse des observations météorologiques et en appliquant des contraintes physiques. L'équation de continuité est utilisée. En exprimant la conservation de masse, cette dernière est appelée le modèle consistant en masse.

Les types de données utilisées par ces modèles sont :

- les mesures de vent à différentes altitudes,
- les profils verticaux de vent,
- les gradients des vents géostrophiques.

Ces modèles ont l'avantage de ne pas nécessiter de données trop complexes et sont plus performants que les modèles pronostiques dans les cas où l'on dispose de peu de données, ce qui fait leur succès pour l'évaluation du potentiel éolien [28].

3.12 Présentation du logiciel WAsP pour la modélisation spatiale

Le logiciel WAsP prend en considération l'effet de différentes conditions de surface, les effets de sillage dus aux constructions et aux autres obstacles, et la modification du vent imposée par des variations spécifiques de la hauteur de la surface autour du mât de mesure de vent en question.

La figure (3.9) montre schématiquement le concept du modèle WAsP.

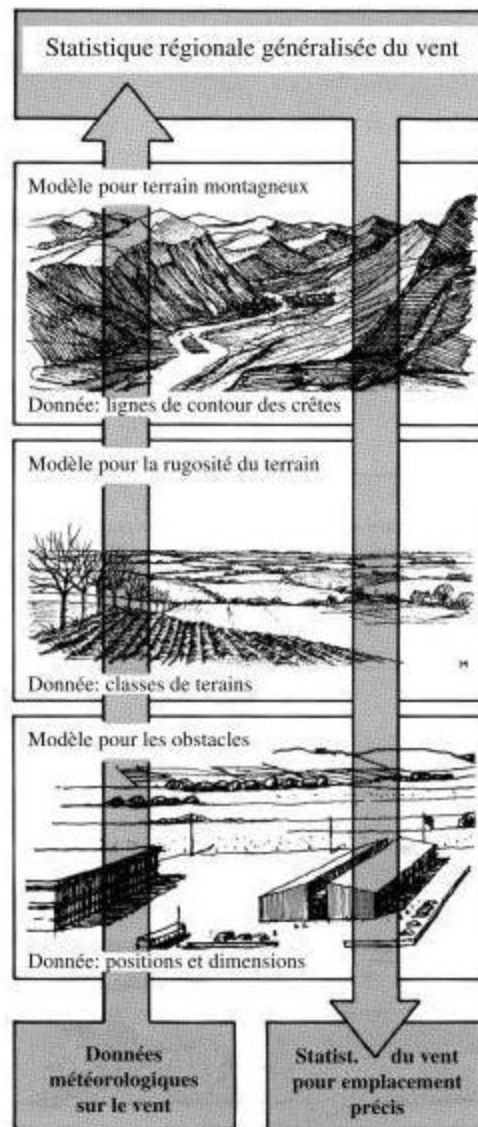


Figure 3.8 : Représentation schématique du concept du programme de calcul WAsP [6].

Le fonctionnement de WAsP est le suivant :

- une station de mesures (A) proche du site sélectionné (B) et représentative de ses conditions climatologiques est sélectionnée,

- pour cette station, sont calculées pour 12 secteurs de direction la distribution statistique des vitesses de vent à une altitude de référence,
- ces distributions statistiques sont corrigées, de façon à prendre en compte les effets de l'orographie ou des obstacles autour de la station de mesure. On aboutit alors à une représentation statistique par secteur de directions du vent géostrophique,
- les effets orographiques et d'obstacles relatifs au site B (site sélectionnées pour l'étude) sont pris en compte afin de moduler les distributions statistiques synoptiques et obtenir la climatologie locale du site étudié.

Le programme WAsP permet de faire une analyse de toutes les séries-temps de la vitesse du vent et de la direction mesures. La sortie est une rose des vents et les distributions de la vitesse du vent dans les différents secteurs. Une fonction de distribution de Weibull est alors adaptée aux histogrammes mesurés pour fournir des paramètres d'échelle et de la forme A et k pour chaque secteur.

Les données de vent observées sont converties en un ensemble de données de l'atlas du vent, la rugosité et modèles d'écoulement en WAsP ; utilisant des descriptions de la topographie de la station météorologique comme entrée.

2.13.1 Limitations de WAsP en terrain complexe [39]

WAsP est un modèle linéaire qui présente plusieurs lacunes pour les écoulements en terrains complexes.

1. Tout comme les autres modèles linéarisés il ne peut prendre en compte les décollements et recirculations.
2. Par ailleurs, il considère des écoulements de vent correspondant à des atmosphères neutres, et ne peut différencier les différents états de la stabilité atmosphérique. La prise en compte de la stabilité se fait par l'intermédiaire de faibles corrections tenant compte des flux de chaleur échangés avec l'atmosphère,. Ces flux ne sont différenciés pour la terre et la mer, et valent respectivement -40 W/m^2 et 15 W/m^2 (valeurs fixes pour toutes les simulations).

3. De plus, une des hypothèses sous-jacentes à la modélisation WAsP est que le vent géostrophique peut être considéré uniforme sur l'ensemble de la région modélisée. Ainsi, entre les deux extrapolations verticales précédemment évoquées, le vent en altitude n'est pas modifié, et ce quelle que soit la distance séparant les deux sites. La précision sera alors diminuée si les sites sont éloignés.
4. WAsP se révèle incapable de rendre compte des phénomènes météorologiques "synoptiques", c'est-à-dire les effets de grande échelle, tels que les canalisations du vent en zone montagneuse, les circulations d'origine thermique.

Plus généralement, WAsP donne de bons résultats si les deux sites (celui qui sert de référence et celui où on prédit la rose des vents) sont soumis à des régimes de vent comparables, et ont des topographies comparables. Ainsi, en 1996, l'indice RIX (Ruggedness Index) a été introduit par les concepteurs de WAsP. Celui-ci est en fait le pourcentage (en surface) des aires où la pente du terrain est supérieure à la pente considérée comme limite en terme de décollement de l'écoulement, c'est-à-dire 30%. Cet indice est calculé pour chaque secteur de la rose des vents. La variation d'indice RIX entre le site servant de référence et le site prédit a été empiriquement reliée à l'erreur de prédiction de WAsP selon le graphe ci-dessous [40].

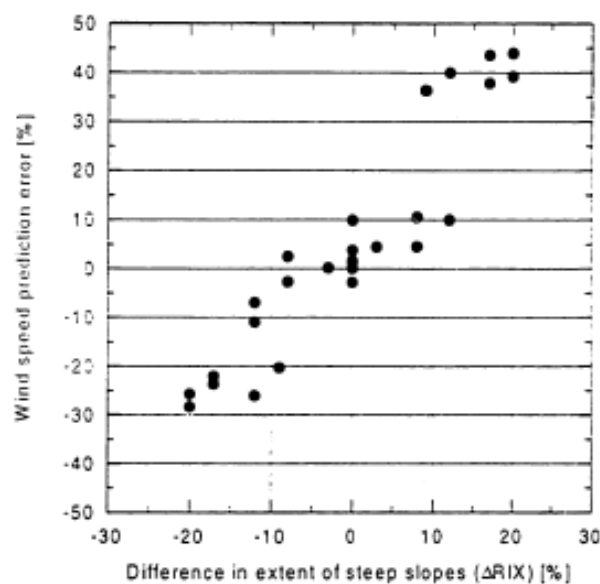


Figure 3.9 : variation d'indice RIX par rapport à l'erreur de prédiction de WAsP [40].

Ainsi, si la topographie du site de référence (la station météorologique) est plus marquée que celle du site éolien, WAsP tendra à sous-estimer la ressource du site éolien, tandis que si la station météo est située en plaine et le site éolien au sommet d'une colline pentue (cas fréquent) WAsP surestimera le potentiel du site d'étude.

L'amplitude de cette erreur est proportionnelle à la différence d'indice RIX (l'indice considéré est en fait la valeur moyennée sur l'ensemble des secteurs), et peut atteindre des valeurs rédhibitoires dans le cadre d'une étude de faisabilité technico-économique d'un parc éolien. En effet, il n'est pas rare qu'un site complexe soit caractérisé par un RIX de l'ordre de 20% et possède des variations de 10% dans les limites du site. La prédiction de la vitesse moyenne en certains points du site à partir d'un mât de mesures in situ peut alors être entachée d'une erreur de l'ordre de 15 à 20%, qui se traduit par une erreur bien plus importante encore en terme de productible éolien (la puissance du vent est proportionnelle au cube de la vitesse ...).

3.13 Estimation de la production annuelle d'électricité d'une ferme éolienne

A partir de la distribution de fréquence, on peut déterminer le nombre d'heures par année durant lesquelles le vent souffle à la vitesse v . Muni du nombre d'heures par année durant lesquelles le vent souffle à une vitesse v , on peut calculer l'énergie produite par la turbine pour cette vitesse de vent en multipliant ce nombre d'heures par la puissance électrique générée par la turbine éolienne à cette vitesse. Cette information est donnée par la courbe de puissance de la turbine. Pour estimer l'énergie produite annuellement, il suffit de faire la somme des productions pour l'ensemble des vitesses du vent, vitesses se situant entre la vitesse de démarrage de la turbine et la vitesse de coupure. Le calcul de cette production annuelle est représenté par la relation suivante.

$$E_{an} = \int_0^v 8760 * f(v) * P(v)dv \quad (3.49)$$

L'estimation de la production est donc établie à partir des courbes de puissance connues ou générées pour la turbine éolienne que l'on désire installer.

3.14 Conclusion

L'étude statistique utilisée pour l'étude des mesures vent est présentée et utilisée pour la détermination des vitesses moyennes annuelles du vent.

Dans ce chapitre, on a étudié les différentes caractéristiques que doivent avoir les mesures de vent, une caractérisation temporelle de variabilité du vent à l'aide de la loi de Weibull qui décrit la distribution statistique des fréquences de vitesses de vent et une caractérisation spatiale décrit la variabilité du vent pour différentes hauteurs. On a présenté les différentes méthodes d'estimation du potentiel éolien, et Les méthodes de modélisation spatiales.

Chapitre 4

Résultats et Discussion de la Simulation

4.1 Introduction

Le présent chapitre porte sur les résultats de l'étude des potentialités énergétiques éoliennes de la région d'étude. Pour cela, une simulation sous environnement Matlab est établie.

En premier lieu, un aperçu de la région d'étude sera donné, près le traitement des données du vent sont présentés. En second lieu, l'estimation de la vitesse et du potentiel énergétique éolien à l'échelle mensuelle et à échelle annuelle sont estimés.

Enfin, La dernière partie est consacrée à l'estimation de la production électrique sortie aérogénérateur à l'échelle du mois et sur l'année.

4.2 Présentation de la région d'étude

La région d'étude est située dans la commune de Ténès de la wilaya de Chlef. C'est une commune côtière qui est entourée par un ensemble de montagnes appartenant à la chaîne Dahra. On note la montagne SIDI MEROUANE où cap Ténès, la montagne de BISSA à l'est, la montagne de KESSAR au sud et la montagne SIDI ABDERRAHMEN à l'ouest. La commune est a une frontière avec la mer méditerranéenne [web04].

En figure 4.1 est présentée la situation géographique de la région d'étude.

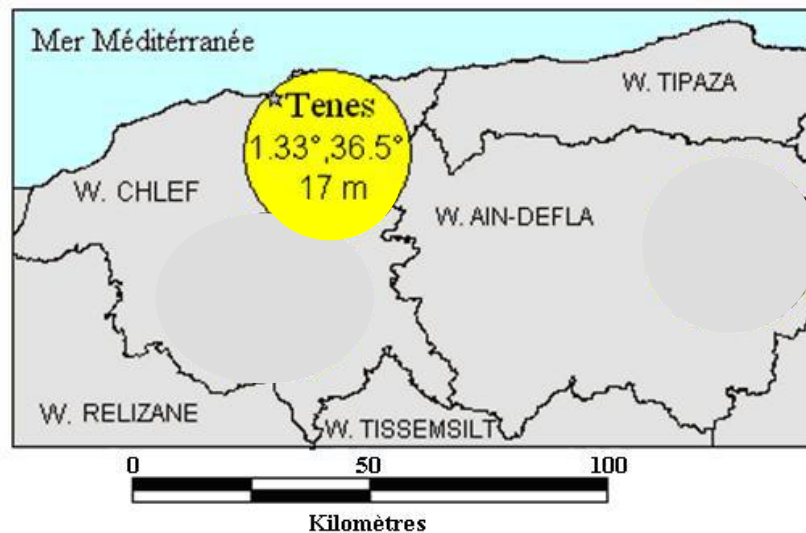


Figure 4.1: Situation géographiques de la station étudiée [41].

Boukli hacène [41], à montré que cette commune est la zones la plus ventée de la wilaya de Chlef.

L'office national météorologique a implanté une station de mesure dans la commune. Les coordonnées géographiques de la station sont 1.33° en longitude et 36.5° en latitude avec une altitude de 17 mètre par rapport au niveau de la mer.

La carte topographique de la région est donnée en figure 4.3. En effet, une carte représentant la morphologie d'une région géographique donnée de manière précise et détaillée. Sur une telle carte, le relief du terrain est représenté sous la forme de courbes de niveau ou de points côtés.

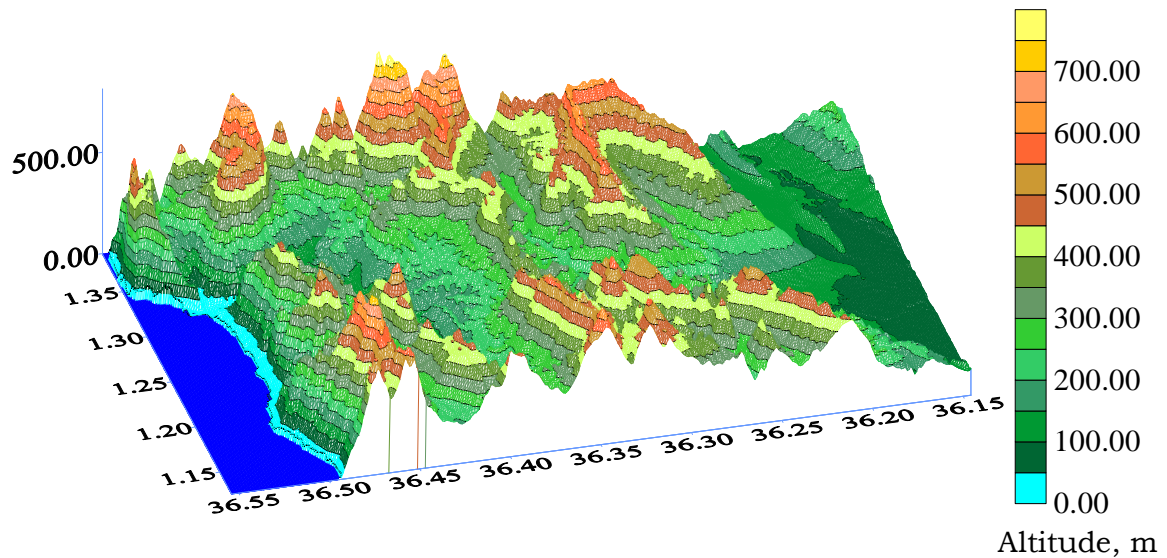


Figure 4.2 : Topographie de la région.

On remarque sur la figure 4.2 que la topographie de cette région est complexe, ce qui la classe comme une zone montagneuse. En effet la latitude varie entre 0 et 700 m.

4.3 Méthodologie adoptée pour l'estimation du potentiel éolien

La méthodologie adoptée s'approche de l'étude de faisabilité des projets d'énergies renouvelables.

En utilisant les mesures du vent, on procédera à l'évaluation de :

- les paramètres de forme k et d'échelle c de la distribution de Ténès par la méthode du maximum de vraisemblance,
- la moyenne mensuelle et annuelle de la vitesse du vent,
- la direction des vents dominants pour le site de Ténès,

Ceci permettra l'estimation de la production annuelle d'électricité.

4.3.1 Analyse des mesures du vent

Pour les prévisions des valeurs climatiques à long terme, 5 ans sont suffisant pour obtenir une moyenne annuelle fiable de la vitesse du vent d'une région [42].

Par ailleurs, pour l'aspect énergétique, 10 années sont nécessaires pour l'estimation des potentialités énergétiques éoliennes d'un site. N'ayant pas pour obtenir les dix années de données, la série traitée (la vitesse et la direction du vent) a porté sur 5 ans (période 2000-2005).

Les données ont été fournies sous forme de fichier Excel. Fichier contenant deux séries de données de vitesses et de directions de vent, enregistrées à une altitude de 10 mètre au-dessus de la terre avec un pas de la mesure moyenne toutes les 3 heures. Les données erronées sont éliminées par identification, des jours où la vitesse est nulle ou inexistante. Pour cela le nombre total de données mensuelles n'a jamais dépassé 248 données par mois.

4.3.2 Présentation des outils d'analyse

L'analyse des données comporte deux étapes distinctes :

- Une étude fréquentielle des données qui permet de déterminer les spectres de fréquence caractérisant le site de Ténès.
- Une étude statistique des mesures qui permet de calculer les paramètres de la fonction de Weibull, les moyennes des vitesses ;

L'estimation des deux paramètres k et c permettant de caractériser la distribution statistique des vitesses du vent sur une période donnée, et par conséquent, d'estimer la production d'énergie électrique éolienne.

Un programme sous langage Matlab a été réalisé. Les différents sous programmes écrits avec Matlab permettent de réaliser les différentes étapes suivantes :

- Calcul de k et C de la loi de Weibull par l'utilisation la méthode de maximum de vraisemblance (l'équation 3.21 et 3.22);
- Extrapolation les paramètres de Weibull k et C , en utilisant respectivement les équations (3.64) et (3.65) ;
- Calcul la vitesse moyenne mensuelle et annuelle de vent, à l'aide de l'équation (3.13) ;
- Calcul la densité de puissance disponible et récupérable, en utilisant respectivement les équations (3.31) et (3.38) ;
- Calcul la puissance électrique moyenne mensuelle et annuelle.

4.4 Estimation de la vitesse et du potentiel éolien

4.4.1 Fréquence de La vitesse du vent à l'échelle mensuelle :

Un programme a été établi pour déterminer la fréquence des vitesses pour chaque mois, ceci pour des mesures prélevées à 10 m de hauteur et pour la période 2000-2005. La fonction de densité de probabilité à été calculé selon la relation suivante:

$$f_i = \frac{n_i}{N}$$

Où N est le nombre total de données de vent enregistré durant le mois spécifique, et n_i est la fréquence d'une valeur de la vitesse du vent.

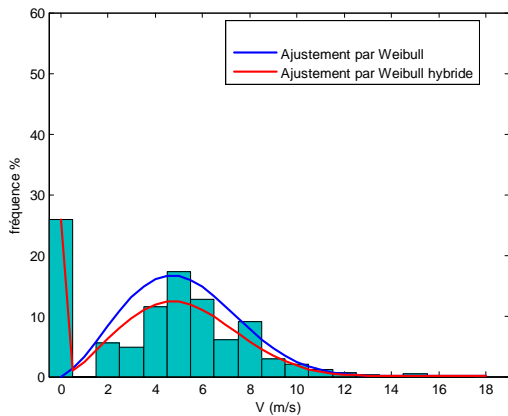
Au tableau 4.1 sont reportées les valeurs mois par mois.

Tableau 4.1 : Fréquence de la vitesse du vent d'une hauteur de 10 m pour la période d'année 2000-2005.

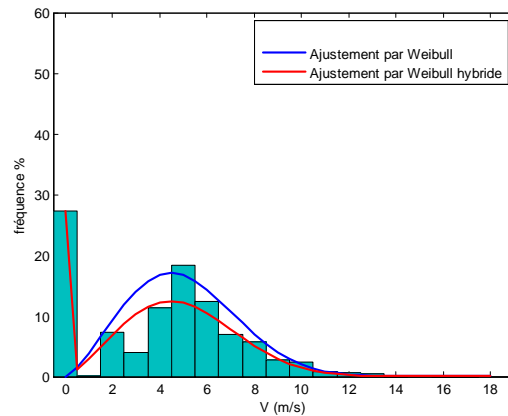
vitesse	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
mois																		
Janvier	190	0	41	35	85	127	94	44	66	21	15	8	5	0	0	5	0	0
Février	183	1	49	26	76	123	83	46	38	18	16	5	4	3	0	1	0	0
Mars	359	2	63	33	94	139	108	60	48	19	18	8	0	1	0	0	0	0
Avril	334	0	75	61	99	137	95	61	38	14	17	6	6	8	0	1	0	0
Mai	273	1	60	30	66	92	66	50	53	14	16	5	4	4	1	1	0	0
Juin	424	0	100	44	62	91	39	24	43	21	27	8	4	1	0	0	0	0
Juillet	486	0	90	34	77	67	54	44	50	23	18	5	3	1	0	0	0	0
Aout	368	0	61	36	49	66	43	33	21	12	5	0	0	2	0	0	0	0
Septembre	345	1	49	27	80	73	54	20	40	12	12	2	4	0	0	1	0	0
Octobre	220	0	31	22	40	51	39	31	24	11	6	0	2	1	0	1	0	1
Novembre	109	0	31	18	58	85	65	45	41	13	9	1	4	0	0	1	0	0
décembre	79	0	16	5	28	34	27	19	24	5	7	3	1	0	0	0	0	0

En figure 4.3 est représenté les histogrammes en fréquences de la distribution mensuelle du vent calculée pour un pas de 1 m/s pour tous les niveaux de mesures pour une simulation sous Matlab. On remarque que les fréquences à $V=0$ sont importantes. Elles dépassent 30 % pour tous le mois, alors que pour le mois de juillet et aout la fréquence est supérieure à 50 %.

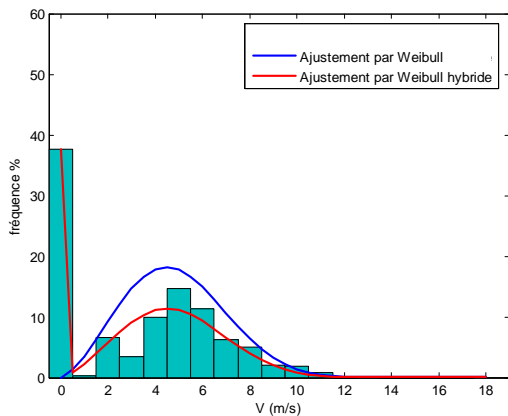
En figure 4.3, la fonction de probabilité à été tracé en utilisant la distribution de Weibull et d'hybride Weibull. Étant donné que l'ajustement par Weibull est n'est pas utilisable car les fréquences nulles est supérieur à 15 %.



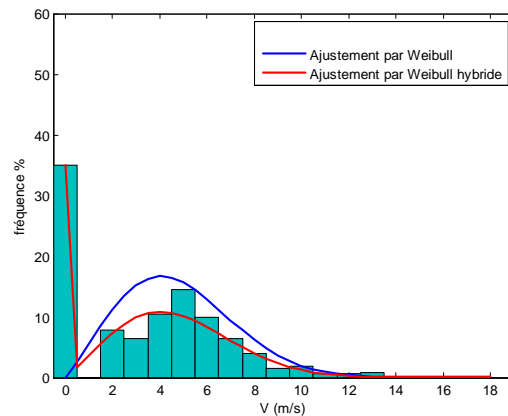
Janvier



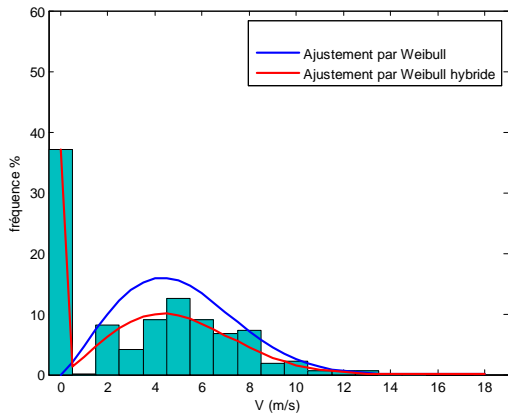
Février



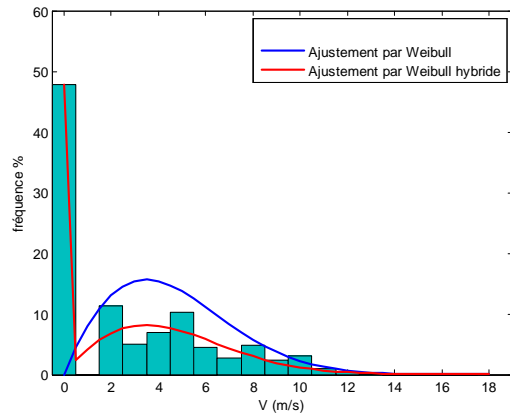
Mars



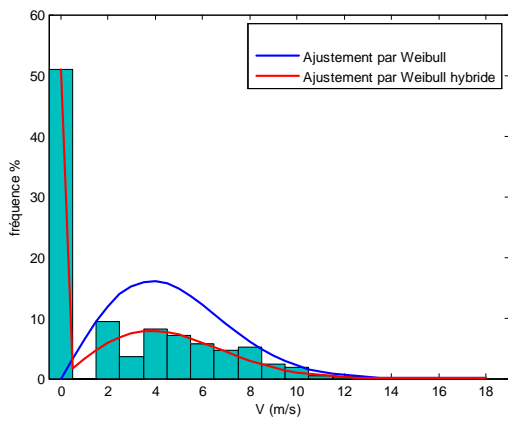
Avril



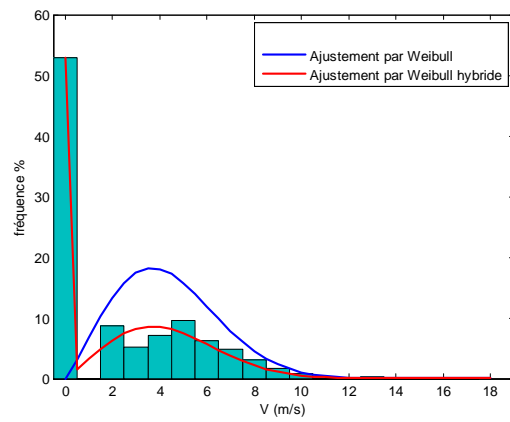
Mai



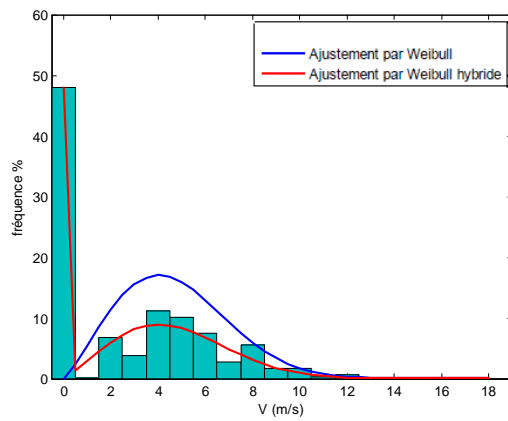
Juin



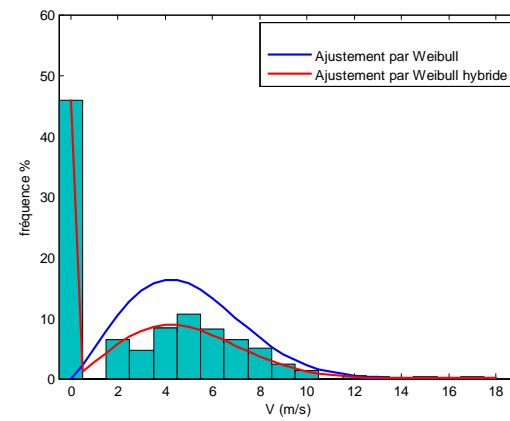
Juillet



Aout



Septembre



Octobre

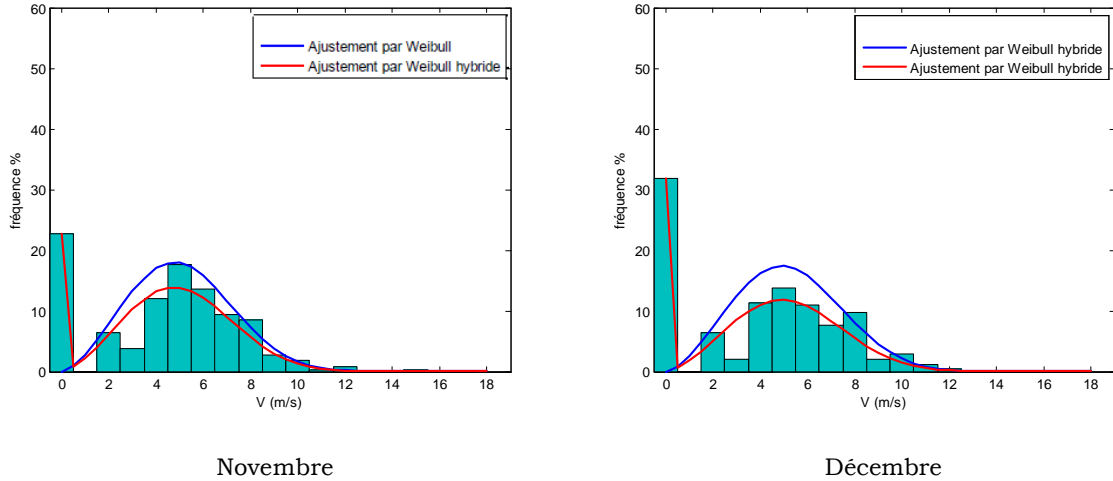


Figure 4.3: Histogrammes des vitesses et courbes d’ajustement mensuelles pour les lois de Weibull et Weibull hybride pour le site de Ténès

La figure 4.4 est représenté la fréquence de distribution annuelle du vent par classe pour le site de Ténès. En effet avec 39% du vent inférieur à 1m/s, la distribution hybride de Weibull s’applique au site de Ténès.

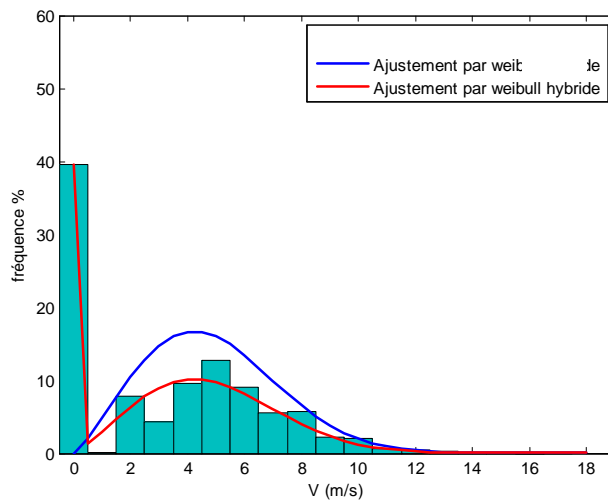


Figure 4.4: Histogrammes des vitesses et courbes d’ajustement annuel pour les lois de Weibull pour le site de Ténès

On remarque que La courbe est proche de la cloche de gauss avec un mode ne dépassant pas les 14 m/s.

4.4.2 Variation des paramètres de Weibull

4.4.2.1 Distribution mensuelle :

Les paramètres de k et C ont été déterminés à l'aide de la méthode de maximum de vraisemblance (MLM). En figure 4.5 et figure 4.6, nous présentons les variations mensuelles des paramètres de forme k et d'échelle C pour chaque mois. En figure 4.7, est présentée la variation mensuelle de la vitesse du vent.

Au mois de janvier la valeur du facteur de forme k est approximativement égale à 1.3. Elle diminue progressivement pendant les mois de février et mars, et reste stable pendant les autres mois à l'exception du mois de novembre où elle subit une forte augmentation et atteint son maximum de 1.43.

Les valeurs de k sont inférieures à 2, ceci implique que les vents sont dispersés. Pour le facteur d'échelle C , le maximum est atteint au mois de novembre et janvier, est le minimum durant l'été (mois d'août). Ceci implique que l'hiver est plus venté que l'été.

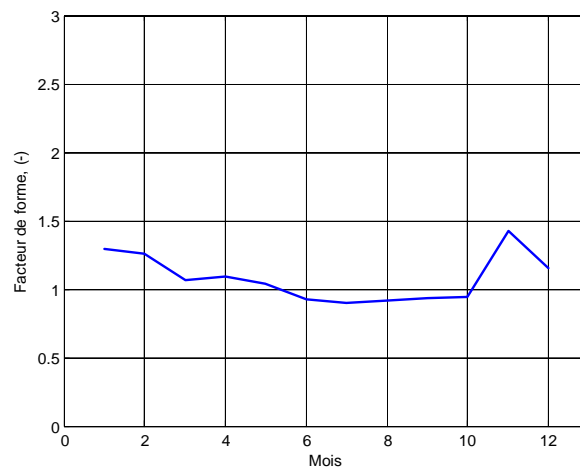


Figure 4.5: Evolution mensuelle du facteur de forme à 10 m du sol.

Une grande variation du facteur d'échelle C est constatée à travers l'année.

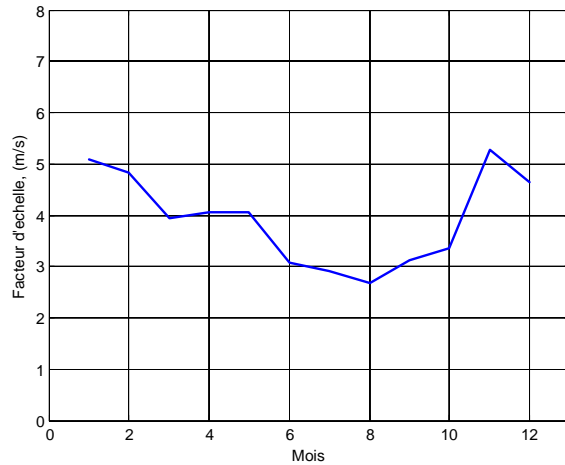


Figure 4.6 : Evolution mensuelle du facteur d'échelle à 10 m du sol.

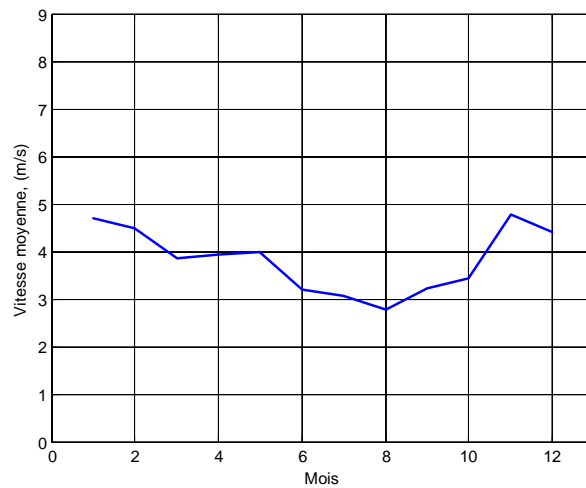


Figure 4.7 : Evolution mensuelle de la vitesse de puissance à 10 m du sol.

La variation du paramètre c de la loi de Weibull est relié à la variation de la vitesse moyenne par la relation (3.13). Ainsi, la variation du facteur d'échelle C et de la vitesse moyenne est identique.

En figure 4.8, est présenté la densité de puissance éolienne disponible sur le site. Au mois de janvier la puissance disponible est égale à 219 W/m^2 , elle diminue progressivement jusqu'au mois d'aout à l'exception du mois de mai où elle atteint 212 W/m^2 . Le minimum est atteint au moi d'aout (99.5 W/m^2), et le maximum au mois de décembre (229 W/m^2). Ceci indique que la saison hivernale est la plus intéressante.

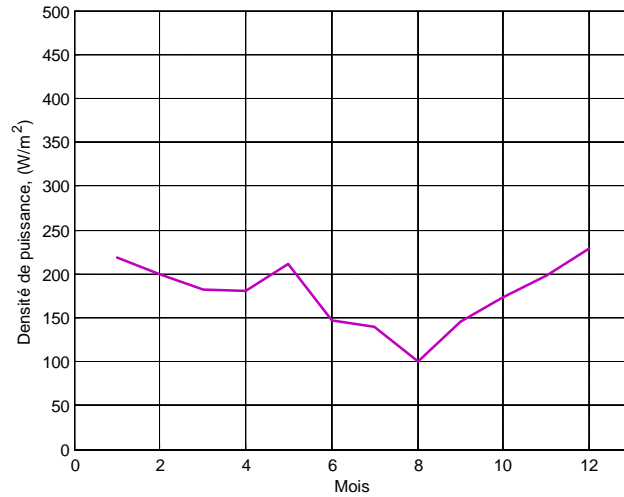


Figure 4.8 : Evolution de la densité de puissance disponible à 10 m du sol.

En figure 4.8, est présentée la densité de puissance récupérable à 10 m du sol. La même évolution que la densité disponible est constatée.

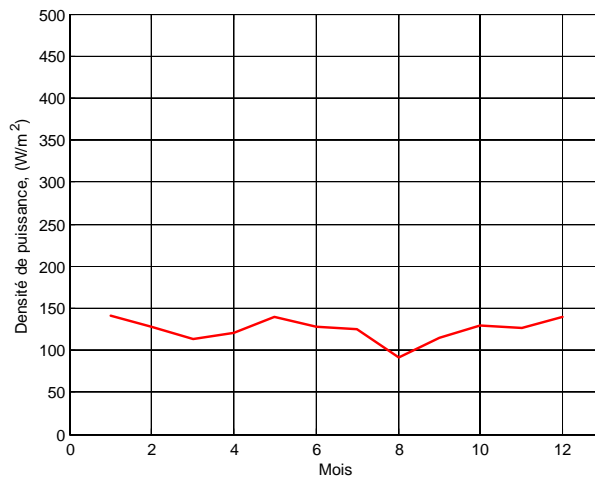


Figure 4.9: Evolution de la densité de puissance récupérable à 10 m du sol.

Au tableau 4.2 sont résumés les valeurs numériques des différents paramètres obtenus calculés pour chaque mois de l'année.

Tableau 4.2 : Variation des paramètres caractérisant le site du point de vue éolien.

mois	k	C (m/s)	V (m/s)	P _{disponible} (W/m ²)	P _{recupérable} (W/m ²)
Janvier	1.30	5.08	4.70	218.82	129.10
Février	1.26	4.82	4.48	199.70	117.82
Mars	1.06	3.95	3.86	181.61	107.15
Avril	1.09	4.06	3.93	180.11	106.27
Mai	1.04	4.06	3.99	211.88	125.01
Juin	0.92	3.07	3.19	146.40	86.37
Juillet	0.90	2.91	3.06	139.86	82.52
Aout	0.92	2.68	2.79	99.58	58.75
Septembre	0.94	3.13	3.22	145.42	85.80
Octobre	0.94	3.36	3.45	173.24	102.21
Novembre	1.42	5.27	4.79	197.87	116.74
décembre	1.15	4.64	4.41	228.93	135.07

4.4.2.2 Distribution annuelle :

Le tableau 4.3 présente respectivement les variations du facteur de forme, facteur d'échelle, vitesse moyenne et la densité de puissance à: 10 m du sol à l'échelle de l'année.

Tableau 4.3: caractéristiques annuelles du vents.

Élévation 10 m	Ajustement par de Weibull	Ajustement par Weibull hybride
k	1.0225	
C (m/s)	3.7978	
V (m)	3.76	2.27
Puissance disponible (w/ m ²)	185.15	111.85
Puissance récupérable (w/m ²)	109.2412	65.99

4.5 Extrapolation des vitesses

Les mâts de mesures utilisées pour mesurer les paramètres vent sont en général placés à une hauteur différente des hauteurs des éoliennes elles-mêmes. Il est donc nécessaire de faire une extrapolation des vitesses vers la hauteur des noyaux.

Etant donné que les aérogénérateurs sont installés à une hauteur de 50 m et 60 m, une extrapolation verticale k et C est nécessaire. L'extrapolation du facteur de forme d'un niveau à un autre se fait à l'aide de l'équation (3.4). alors que l'extrapolation du paramètre C se fait à l'aide de l'équation (3.5).

Le tableau 4.4 représente les caractéristiques des aérogénérateurs utilisés dans le présent travail.

Tableau 4.4 : caractéristiques des aérogénérateurs utilisés.

	1 ^{ère} aérogénérateur	2 ^{ème} aérogénérateur
Diamètre(m)	54.2	76
Hauteur(m)	50	60
P_N (MW)	1	2
V_D (m/s)	4	3
V_N (m/s)	17.5	17.5
V_M (m/s)	25	25.5

En figure 4.10 sont données les courbes de performances des aérogénérateurs étudiés.

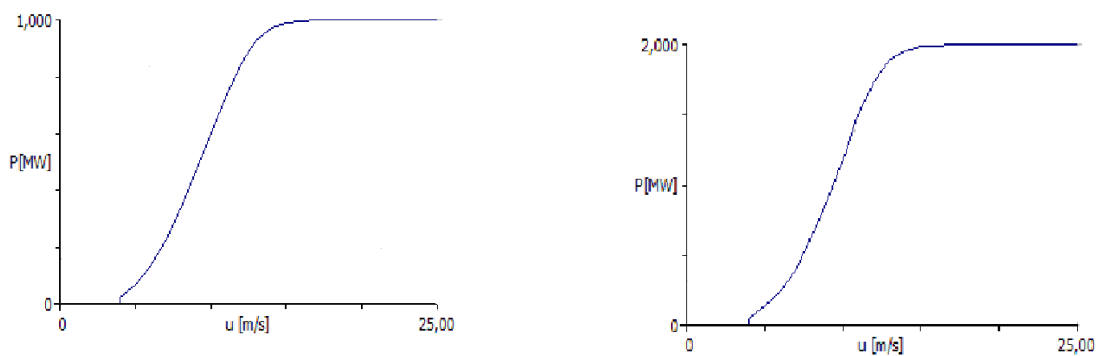


Figure 4.10 : Caractéristique d'une éolienne de 1MW (hauteur $H=50$ m) et de 2MW (hauteur $H=60$ m).

4.5.1 Résultats mensuelles

La variation mensuelle du facteur de forme k extrapolées à 50 et 60 m est présentée à la figure 4.11. On retrouve les mêmes variations pour 10, 50 et 60 m mais avec des valeurs plus élevées à 60 m.

On peut décrire la variation mensuelle de k comme suit : au mois de janvier la valeur de k est approximativement égale à 1.6, dans la période allant du mois de février au mois de juillet, les valeurs de k sont caractérisées par une décroissance où elle atteint son minimum. Puis une augmentation à lieu allant du mois d'octobre au mois de décembre où elle atteint son maximum (1.4).

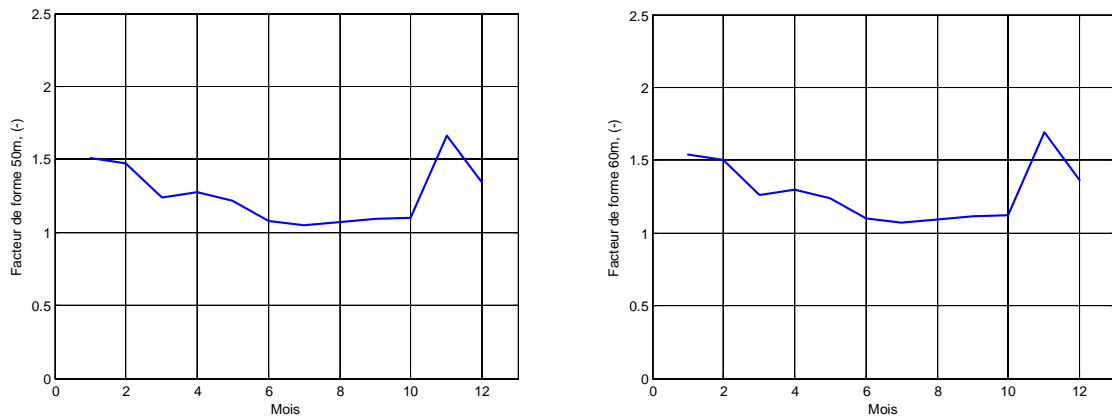


Figure 4.11: Evolution mensuelle du facteur de forme à 50 m et 60 m du sol.

On voit, sur la figure 4.12, que les variations du facteur C est identique pour les deux hauteurs 50 et 60 avec des valeurs plus élevées à 60 m. Ce qui concorde avec la loi de puissance (équation 1.3) reliant les moyennes de vitesses de vent.

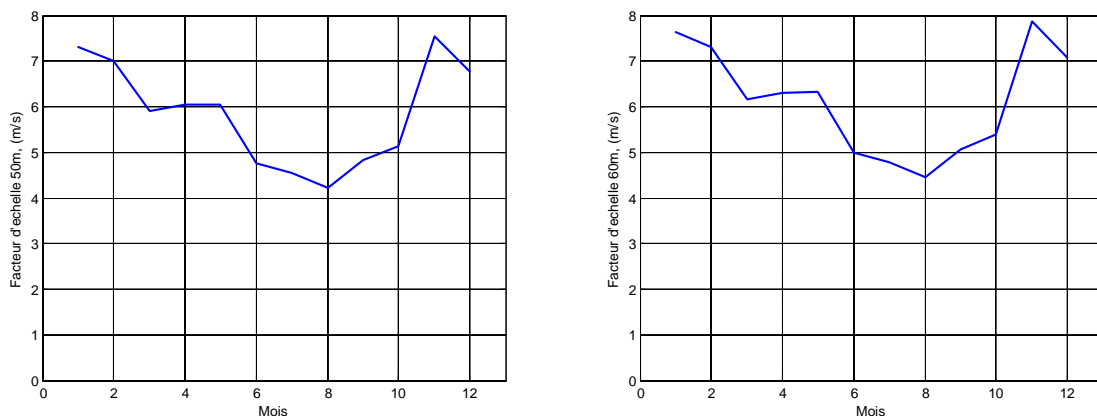


Figure 4.12: Evolution mensuelle du facteur d'échelle à 50 m et à 60 m du sol.

4.6 Estimation du potentiel énergétique éolien de la vitesse du vent

Les résultats présentés aux figures (4.13) et (4.14) montrent que, globalement, la valeur de la vitesse moyenne augmente avec la hauteur. Plus précisément, on observe une décroissance des valeurs de la vitesse moyenne entre les mois d'avril et d'août, mois correspondant au minimum pour les deux hauteurs (4.2 m/s à 50 m et 4.4 m/s à la hauteur 60m). Et une croissance entre les mois de septembre et octobre, mois pour lequel le maximum est atteint (6.7 m/s à 50 m et 7.2 m à 60m). On remarque que le gain obtenu est important lors du passage de 50 à 60 m.

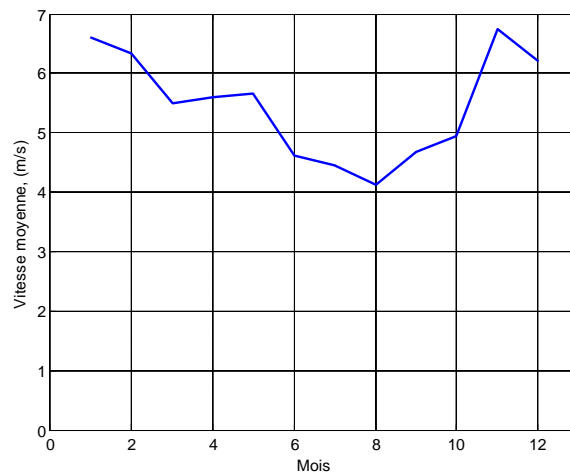


Figure 4.13 : Evolution de la vitesse moyenne à 50 m du sol

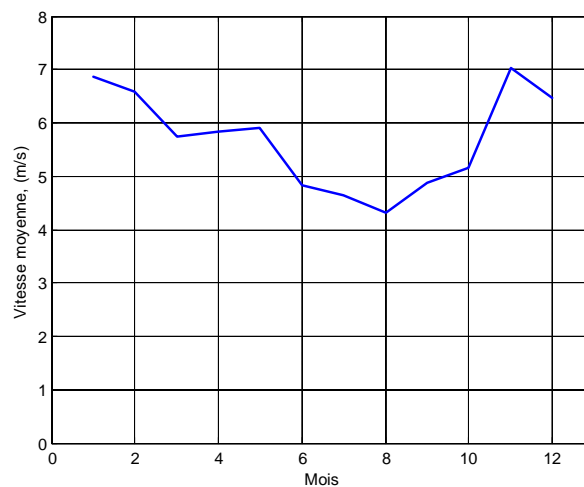


Figure 4.14: Evolution de la vitesse moyenne à 60 m du sol.

En figure 4.15 et figure 4.16, sont présentées les densités de puissance disponible à la hauteur des aérogénérateurs de 1 MW et de 2 MW. On retrouve

les mêmes variations pour 50 m et 60 m mais avec des valeurs plus élevées à 60 m. Le minimum est atteint au mois d'aout avec une valeur de 218 W/m² à 50 m et 239 W/m² à 60m, est le maximum durant les mois de janvier et décembre (478 W/m² à 50 m et 520 W/m² à 60 m).

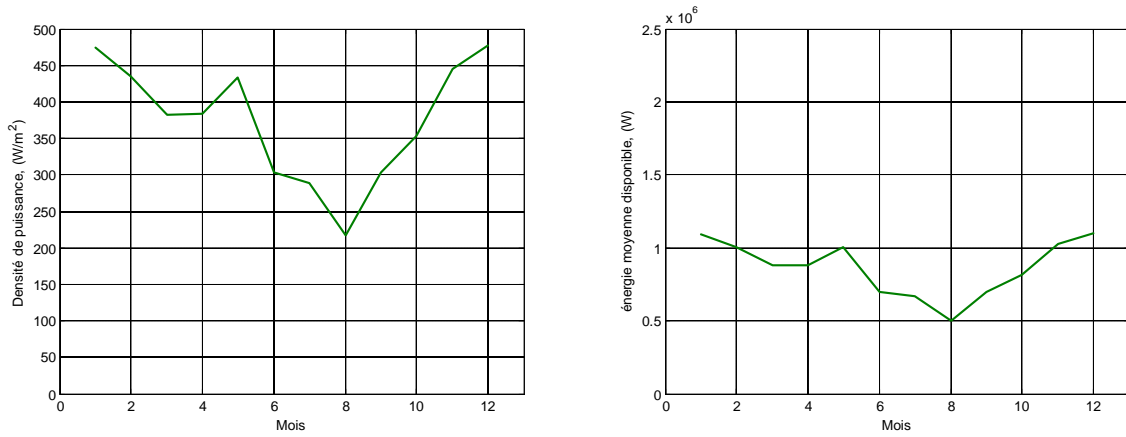


Figure 4.15: Evolution de la densité de puissance disponible à 50 m du sol.

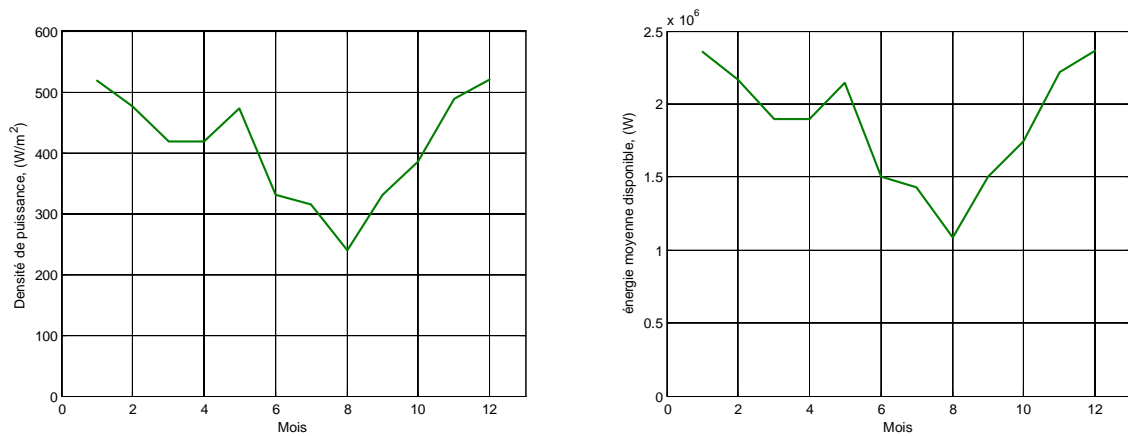


Figure 4.16: Evolution de la densité de puissance disponible à 60 m du sol.

Aux figures (4.17) et (4.18) sont présentés les variations de la densité de puissance récupérable au niveau du l'aérogénérateur de 1 et 2 MW.

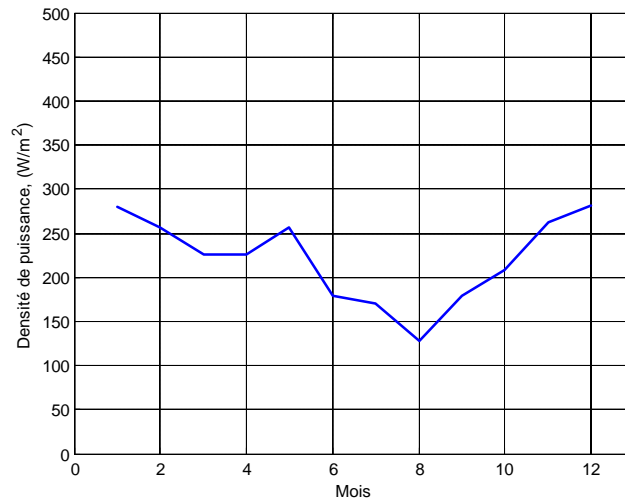


Figure 4.17 : Evolution de la densité de puissance récupérable à 50 m du sol.

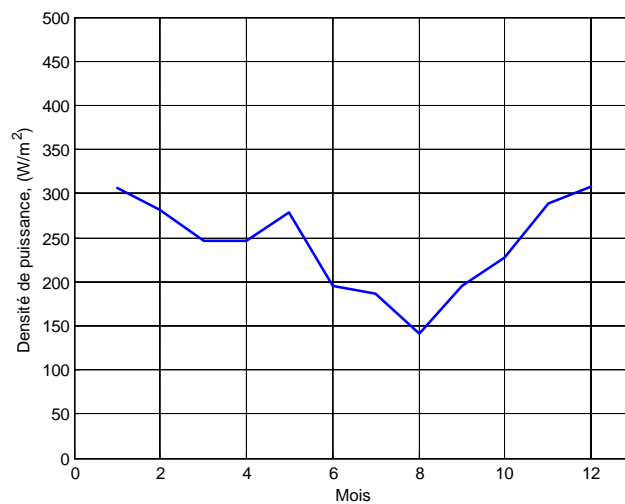


Figure 4.18 : Evolution de la densité de puissance récupérable à 60 m du sol.

Au tableau 4.5 sont données respectivement le facteur de forme, facteur d'échelle, vitesse moyenne et la densité de puissance extrapolées au niveau du noyau des deux types aérogénérateurs : de 1 MW et de 2 MW.

Tableau 4.5 : caractéristique de vent annuelle d'une éolienne.

	Élévation 50 m	Élévation 60 m
k	1.1915	1.2142
c (m/s)	5.7014	5.9699
V (m)	5.3650	5.5907
Puissance disponible (W/ m ²)	384.1969	418.7622
Puissance récupérable (W/ m ²)	226.6762	247.0697

4.7 Estimation de la production électrique sortie aérogénérateur

Les paramètres de la loi de Weibull (facteur de forme k et facteur d'échelle C) servent principalement à établir l'énergie disponible dans le vent pour un site donné. Cette distribution de Weibull combinée avec la puissance électrique générée par la turbine permet d'obtenir une estimation de l'énergie électrique que l'on espère produire mensuellement puis annuellement.

La figure 4.19 représente la variation de la production électrique de l'aérogénérateur de 1 MW. Le mois d'aout se distingue par une production électrique le plus faible (619 MWh). Le maximum est atteint au mois de janvier (2.35 GWh) et au mois de novembre (2.42 GWh).

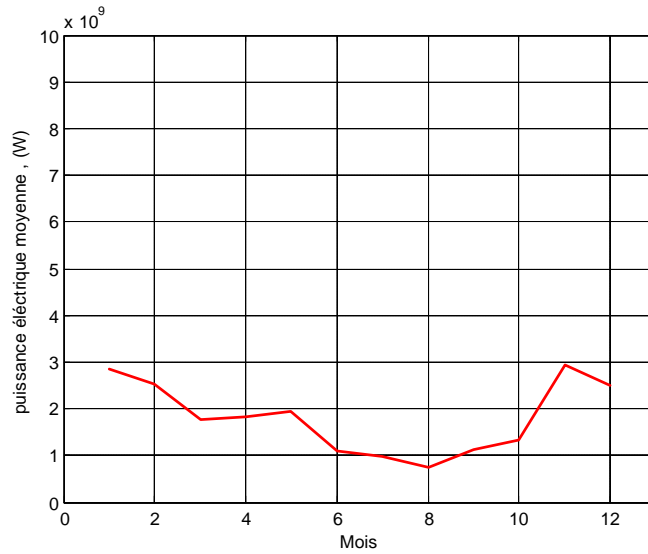


Figure 4.19: Evolution de la puissance électrique moyenne sortie aérogénérateur à 50 m du sol

En figure 4.19 est donnée la variation de la production électrique de l'aérogénérateur de 2 MW. Le mois d'aout se distingue par une production électrique le plus faible (1.69 GWh). Le maximum est atteint au mois de janvier (6.03 GWh) et au mois de novembre (6.13 GWh).

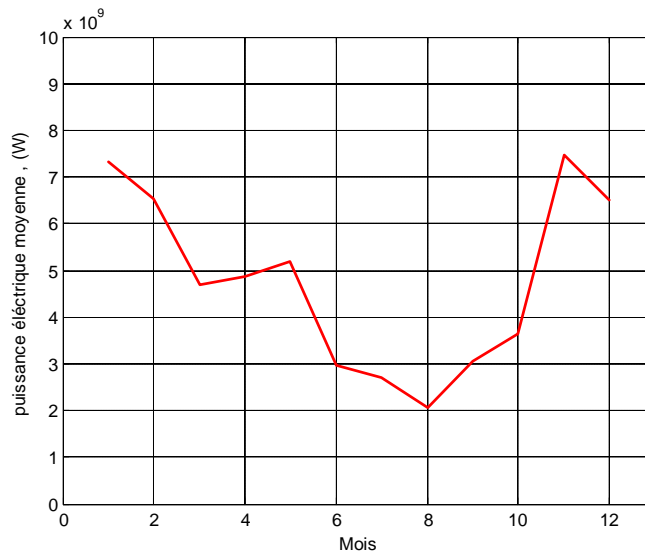


Figure 4.20: Evolution de la puissance électrique moyenne sortie aérogénérateur à 60 m du sol

Le tableau 4.6 sont présentée la production électrique annuelle pour les deux types aérogénérateurs.

Tableau 4.6 : Puissance électrique annuelle sortie aérogénérateur.

turbine	Hauteur (m)	AEP (GWh)
1 MW	50 m	1.65
2 MW	60 m	4.44

4.8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons estimée la production électrique à la sortie aérogénérateur pour les deux types d'éolienne : 1MW et 2 MW.

Par la suite, nous présentent l'estimation de la production électrique d'une ferme éolienne pour différents scénarios d'emplacement de la ferme. Cette analyse à été réalisée grâce au logiciel WAsP.

Chapitre 5

Ressources Eoliennes déterminées à L'aide du Software WAsP

5.1 Introduction

Dans le présent chapitre le logiciel WAsP est utilisé pour le traitement des données de la station de Ténès et la détermination des ressources éoliennes à travers l'établissement des atlas et du potentiel disponible.

Les résultats déterminés permettront le calcul de la puissance électrique produite par un aérogénérateur installé sur le site.

La validation des résultats du modèle établi seront comparés à ceux obtenus à l'aide du software Wasp pour validation.

5.2 Cartographie de la ressource éolienne

Différents atlas éoliens sont été réalisés grâce au software WAsP, dont une description générale est fournie au chapitre 3.

Le programme WAsP permet le calcul :

- des valeurs moyennes de la vitesse des vents,
- la distribution directionnelle des vitesses du vent
- et la densité de puissance disponible au niveau de la mesure.

Par ailleurs, il permet une interpolation des résultats vers une région choisie pour donner le un champ représentant la variation spatiale du gisement éolien.

Pour réaliser le champ de vitesses, le modèle a besoin des trois données suivantes :

- • Le champ de données numériques altimétriques du site modélisé;
- • Les valeurs de rugosité de surface pour le site, y compris les obstacles;
- • Les données en matière de vent enregistrées par une tour de mesure anémométrique située près dans le domaine ciblé.

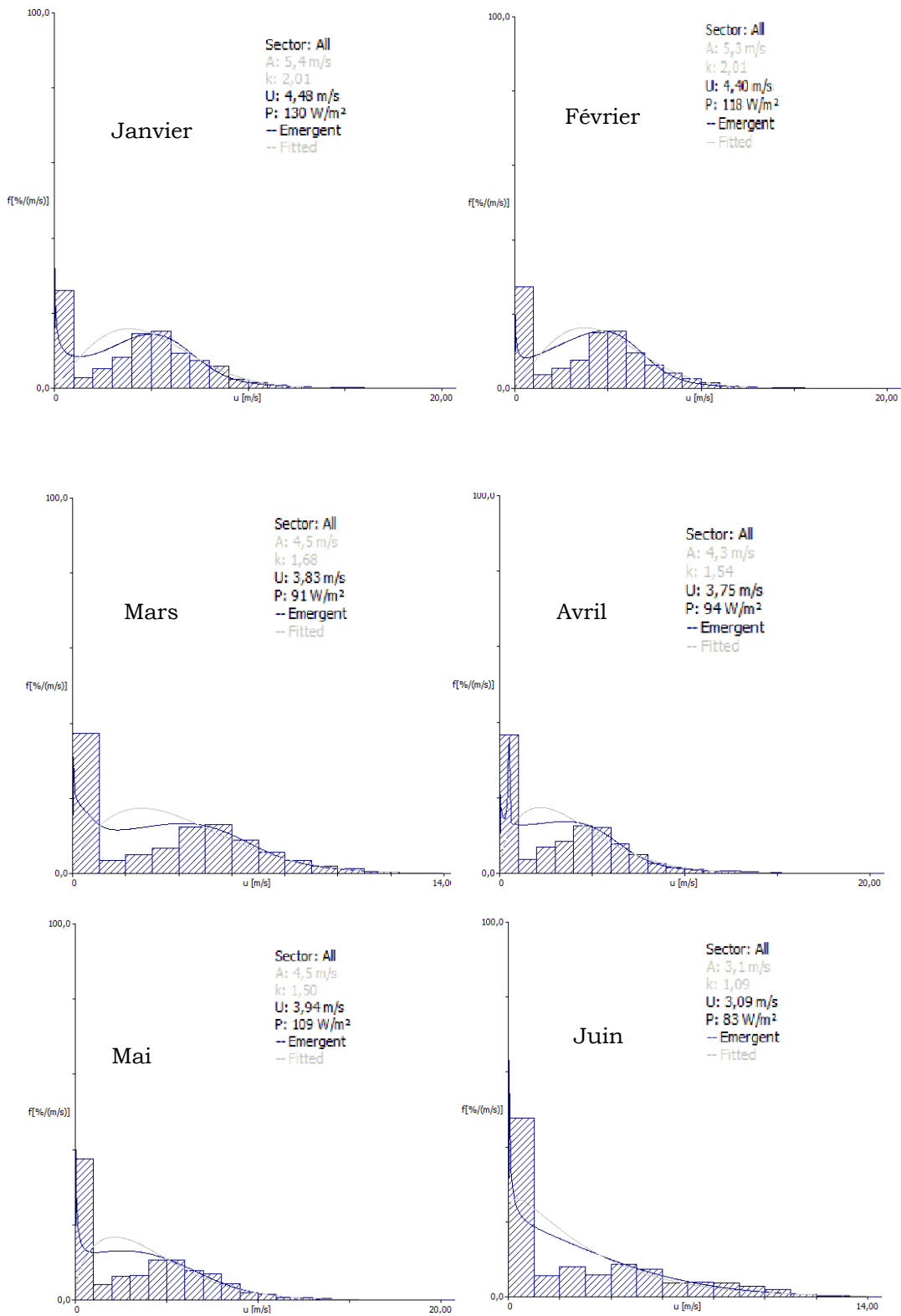
5.3 Distribution des vitesses de vent

5.3.1 Régime mensuelle

À partir des données de la station de Ténès, le paramètre de forme k et d'échelle c de la fonction de distribution de Weibull représentative de la vitesse du vent pour un site particulier et pour une période correspondant au mois, à la saison ou à l'année sont déterminés.

En figure 5.1 sont représenté les distributions mensuelles des douze mois de l'année la distribution de Weibull ainsi que :

- les facteurs de Weibull k , c
- la vitesse du vent
- et le potentiel disponible.



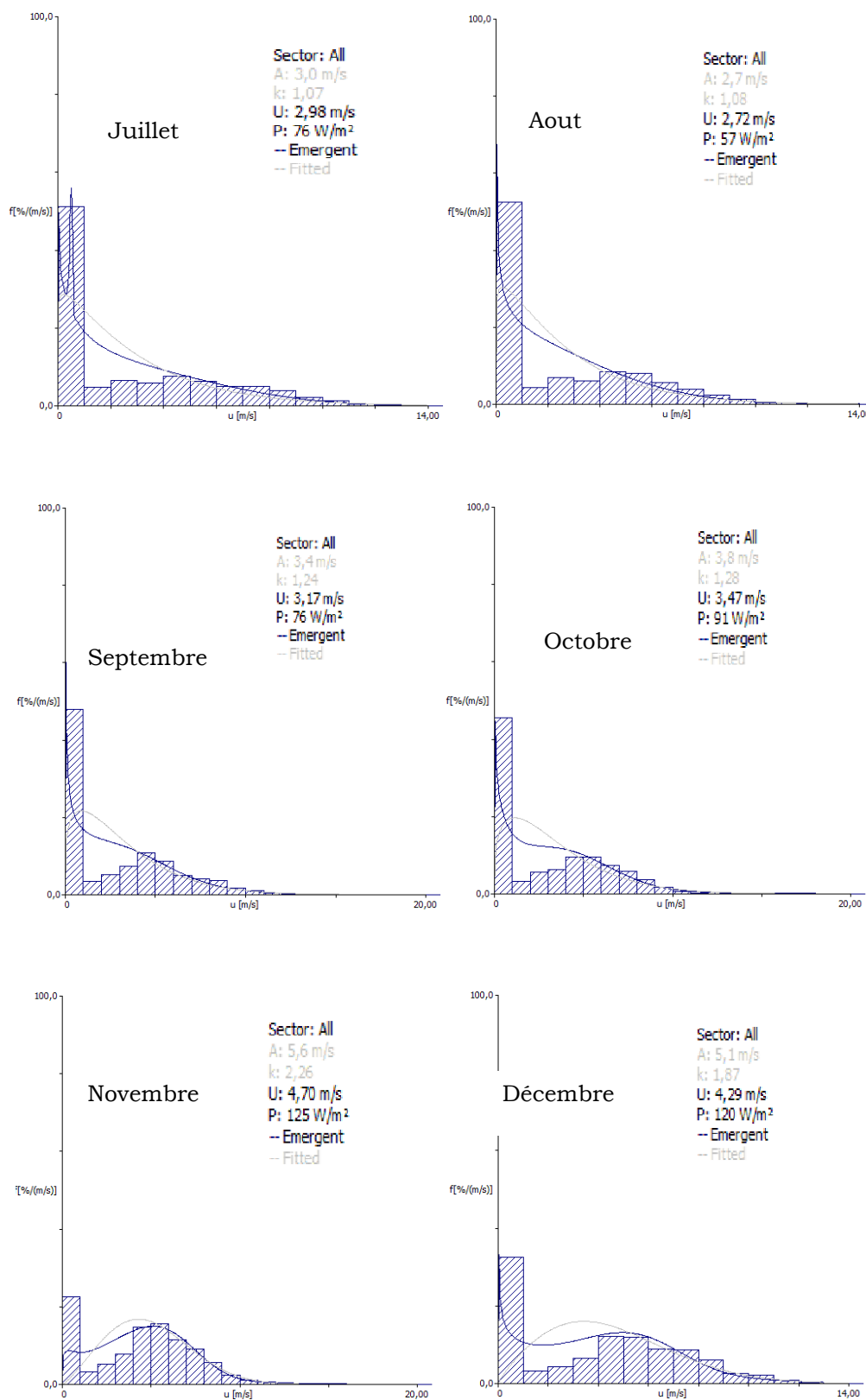


Figure 5.1: Histogrammes des vitesses et courbes d'ajustement mensuelles pour les lois de Weibull pour le site de Ténès (résultats par le programme WAsP).

On remarque une variation dans le mode à travers les mois.

En effet il est identique et s'étend jusqu'à 16 m/s pour chacun des mois de janvier, février, avril, mai, et novembre.

Pour les mois: mars, juin, juillet, aout et septembre le mode s'étend jusqu'à 14 m/s.

Le mode le plus petit est constaté en hivers pour le mois de décembre (13 m/s) alors que le plus long est enregistré pour le d'octobre le mode qui s'étend jusqu'à 18 m/s.

Les distributions affichent des allures différentes à travers les mois avec des fréquences de vitesses nulles importantes. Elle dépasse 20 % pour tous le mois, et est très importante pour les mois de juin, juillet, aout, septembre et octobre ou elle est supérieure à 45 %.

Au tableau 5.1 sont représentés les résultats numériques obtenus mois par mois.

La valeur maximal da facteur d'échelle C est 5.6 m/s au mois d'octobre avec une vitesse moyenne de 4.7 m/s, donc le mois d'octobres est le mois le plus venté. Le minimum durant le mois d'aout avec une vitesse moyenne de 3 m/s. La densité de puissance récupérable atteint son maximum au mois de janvier (129 W/ m²), et le minimum durant le mois d'aout (57 W/ m²).

Ceci indique que ce ne sont pas les mois les plus ventées qui possèdent les potentiels disponibles les plus intéressants. En effet, le potentiel est relié à la vitesse cubique du vent alors que la vitesse du vent est d'ordre 1. La saison de l'année la plus intéressante est en hivers ou le potentiel disponible dépasse les 100 W/m².

Tableau 5.1: Variation des paramètres de Weibull Distribution mensuelles.

mois	k	c (m/s)	v (m/s)	P (w/ m ²)
Janvier	2.02	5.4	4.48	130
Février	2.02	5.3	4.40	118
Mars	1.68	4.5	3.83	91
Avril	1.54	4.3	3.75	94
Mai	1.50	4.5	3.94	109
Juin	1.09	3.1	3.09	83
Juillet	1.07	3.0	2.98	76
Aout	1.08	2.2	2.72	57
Septembre	1.24	3.4	3.17	76
Octobre	1.28	3.8	3.47	91
Novembre	2.26	5.6	4.7	125
décembre	1.87	5.1	4.29	120

5.3.2 Régime annuel

En figure 5.2 est représenté la distribution annuelle ainsi que les caractéristiques du vent après traitement statistique à l'aide du software Wasp.

Le mode à échelle annuelle s'étend jusqu'à 13 m/s, que la vitesse moyenne annuelle du vent égale à 3.69 m/s et que la densité de puissance disponible est égale à 95 W/ m². On remarque que la fréquence des vitesses nulles est égale à 39 %.

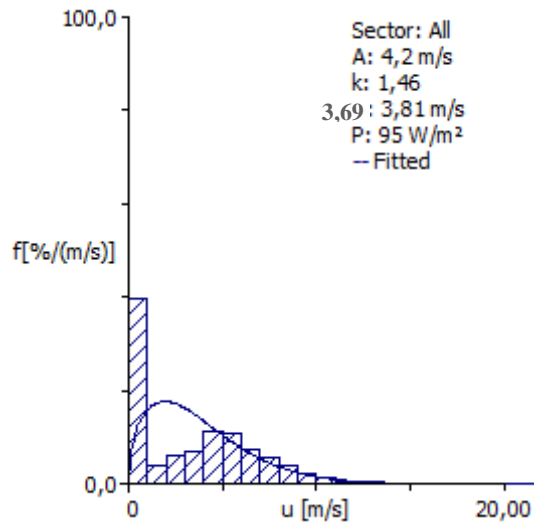


Figure 5.2 : Distribution des vitesses du vent à 10m de hauteur

Tableau 5.2: Variation des paramètres de Weibull suivant les 12 directions, distribution mensuelle

Secteur		climat du vent				énergie
Numéro	angle [°]	fréquence [%]	Weibull-A [m/s]	Weibull-k	Vitesse moyenne [m/s]	Densité d'énergie [W/m²]
1	0	6,4	2,2	0,90	2,33	62
2	30	8,2	3,1	1,30	2,89	51
3	60	8,0	3,9	1,64	3,48	62
4	90	9,9	5,5	2,00	4,89	137
5	120	3,8	0,4	0,56	0,61	7
6	150	3,6	0,5	0,59	0,74	10
7	180	4,0	0,4	0,53	0,73	15
8	210	20,7	5,6	3,02	5,02	109
9	240	5,9	2,7	1,07	2,61	56
10	270	8,3	4,6	1,45	4,21	131
11	300	12,5	5,7	1,69	5,09	187
12	330	8,7	3,4	1,19	3,25	85
Total					3,69	95

5.4 Roses des vents

Les résultats de l'analyse de la rose des vents sont essentiels avant toute implantation d'une centrale ou d'un parc éolien. Ils illustrent la direction des vents dominants sur un site et permettent de planifier l'installation des turbines éoliennes afin de minimiser l'effet de sillage entre les tours ou causé par des obstacles avoisinants.

Les roses des vents donnent plusieurs informations. On peut, par exemple, déterminer la répartition de la fréquence des vents ou alors la valeur moyenne des vents pour chaque direction et faire cela pour huit ou seize directions différentes. On représente généralement la rose des vents sur la base de données annuelle, saisonnière, mensuelle ou quotidienne.

5.4.1 À l'échelle annuelle :

Nous présentons respectivement à la figure 5.3 la direction des vents dominants à la station de mesure sur la base de données annuelle.

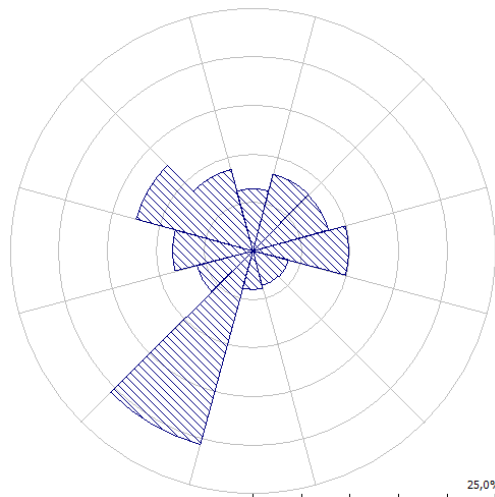


Figure 5.3 : Rose du vent à 10 m de hauteur.

La rose des vents obtenue est très directive, de secteur sud-ouest.

En effet 20.7% des vents observés sont de secteur 210° avec une vitesse moyenne égale à 5.02 m/s. Ce qui indique que le secteur dominant à l'échelle annuelle est le 210°.

Mais on note également que 12.8% sont de secteur 300° avec une vitesse moyenne égale à 5.09 m/s.

5.4.2 A l'échelle mensuelle :

Une représentation de la direction des vents sont illustrées sur la figure 5.4 pour chacun des mois de l'année.





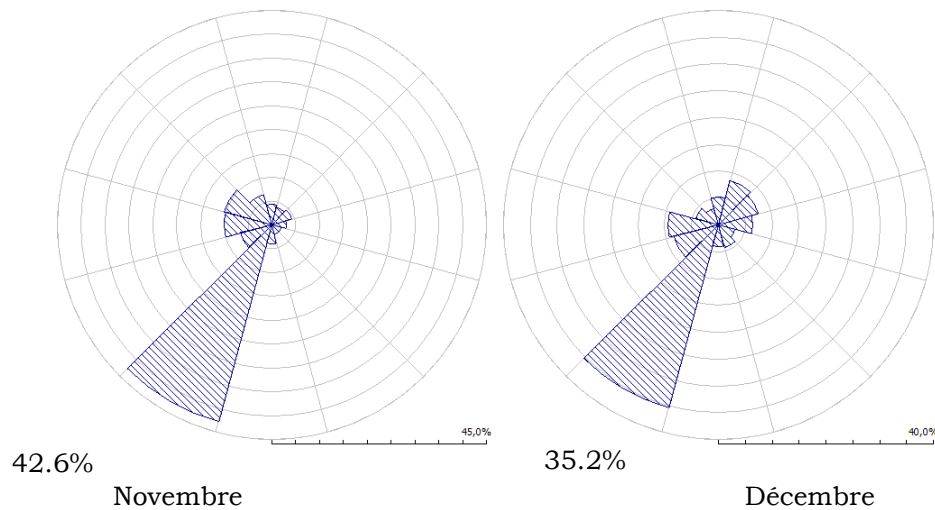


Figure 5.4 : Rose des vents sur la base de données mensuelle.

Pour les mois suivant: janvier, février, mars, avril, novembre et décembre la direction dominante est identique à celle trouvée pour le régime annuelle (secteur sud-ouest).

Pour les mois : mai et juin, la direction dominante est de secteur 300° (secteur ouest-nord), pour le mois de juillet la direction dominante est de secteur 90° (secteur est) alors que la direction dominant au mois d'aout est le secteur 330° (secteur nord- ouest).

Il faut noter qu'en général, le secteur 210° reste quand même le plus dominant.

5.5 Estimation de la Production d'Electricité

Pour l'estimation de la production d'électricité d'un aérogénérateur installé sur une zone donnée, les différentes étapes suivantes doivent être effectuées:

1. Production de la climatologie à vent long terme ;
2. Modélisation des zones à travers la production des cartes de :
topographie, rugosité, obstacles ;
3. Cartographie du potentiel éolien du site ;
4. Calcul de la climatologie au niveau de l'axe de l'éolienne ;
5. calcul la production électrique d'un aérogénérateur choisie.

5.5.1 Établissement carte topographie

La carte topographique du terrain étudié est représentée en figure 5.5. La surface totale de la carte est de 24.6*45.3 km². La hauteur maximale est plus de 700 m dans les directions nord-ouest et est. La résolution de cette carte est de 90 m. Elle a été fournie par le Centre de Développement des Energies renouvelable sous forme numérique.

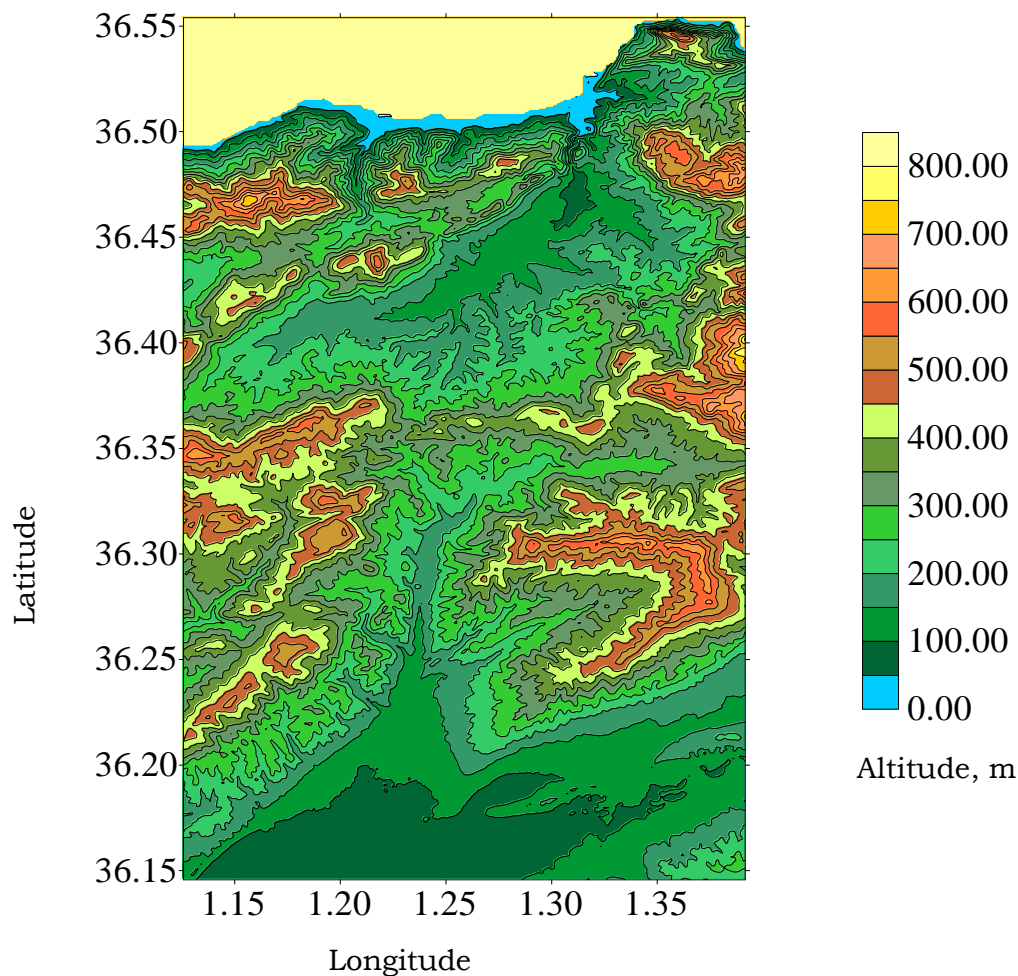


Figure 5.5 : Topographie de la région d'étude.

5.5.2 La rugosité du terrain

La rugosité de la surface a un effet comparable à celui de la topographie. La résolution de la cartographie peut introduire une différence entre la rugosité réelle sur le site et celle utilisée dans le modèle.

Les valeurs typiques de la longueur de rugosité considérées sont :

- 0,01 m pour les terrains plats à faible couvert végétal,
- 0,1 m pour les terrains couverts d'arbustes éparses et
- 1,25 m ou plus pour les forêts, les terrains boisés, les villes et les banlieues des centres urbains.

Ces valeurs sont en relation directe avec la hauteur de la végétation et des obstacles sur le terrain. Le modèle numérique de la rugosité a été obtenu par digitalisation à partir de WAsP de la carte topographique d'échelle 1/50000.

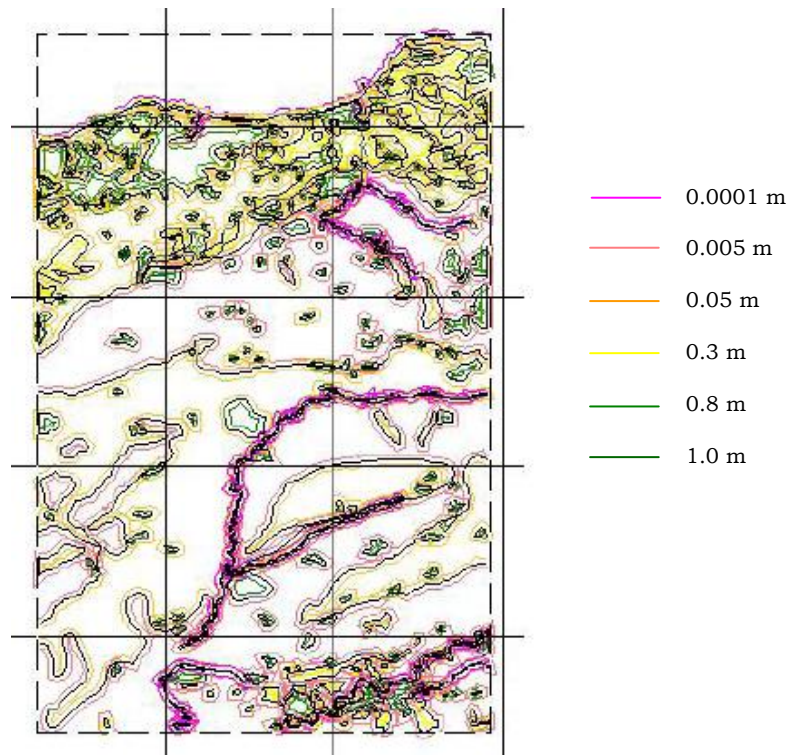


Figure 5.6: Modélisation de la rugosité de territoire d'étude.

La carte présente une forte variation au nord dû à l'existence d'un ensemble d'agglomération.

5.5.3 Obstacles

Les obstacles d'importance, généralement présents sur les sites sont :

- les bâtiments,
- les tours de communication,
- les infrastructures électriques et tout édifice construit, etc.

Sur un site donné, les effets d'obstacles dépendent de la distance de l'obstacle au site considéré, de la hauteur de l'obstacle ainsi que de sa longueur. Ces éléments de surface ont un impact direct sur les valeurs des vitesses de vent. En général, leur effet se fait sentir en hauteur, jusqu'à deux fois la hauteur de

l'obstacle et en aval de l'écoulement du vent, de 10 à 20 fois la hauteur de l'obstacle.

Dans le présent travail, on suppose que l'effet des obstacles sur le site est négligeable.

5.6 Estimation de la production électrique

Pour la détermination de la production d'électricité trois niveaux de calcul ont été effectués : 10, 50 et 60 mètres.

Le niveau 10 mètres correspond à la hauteur des stations de mesure, 50 mètres à l'axe des rotors des éoliennes de 1 MW et 60 mètres à des rotors des éoliennes de 2 MW. les mêmes aérogénérateurs ont été considéré pour l'étude. Par ailleurs, cinq emplacements des aérogénérateurs dans la région de Ténès ont été choisis pour estimation de la production annuelle et mensuelle d'électricité de la ferme éolienne.

La ferme considérée est composée de cinq turbines. Le calcul ce fait pour deux types d'aérogénérateurs de 1MW et de 2MW choisi dans la base de données disponible.

Sur les cinq zones traitées, deux zones ont présentées un indicateur de performance RIX de faibles valeurs. En effet, une grande valeur de ce facteur indiquerait que les estimations de la production électrique sont sous estimées ou surestimées.

Les trois zones site dont le RIX est très supérieur à zéro ont été écartées car le terrain est trop complexe. Ce cas là, n'est pas considéré par Wasp et des erreurs de prévision peuvent être prévues dans le flux de la modélisation.

La figure 5.7 présente l'emplacement des aérogénérateurs pour les deux sites choisis. Le 1^{ère} site est situé à l'Est et le 2^{ème} site est situé à l'Ouest de la région.

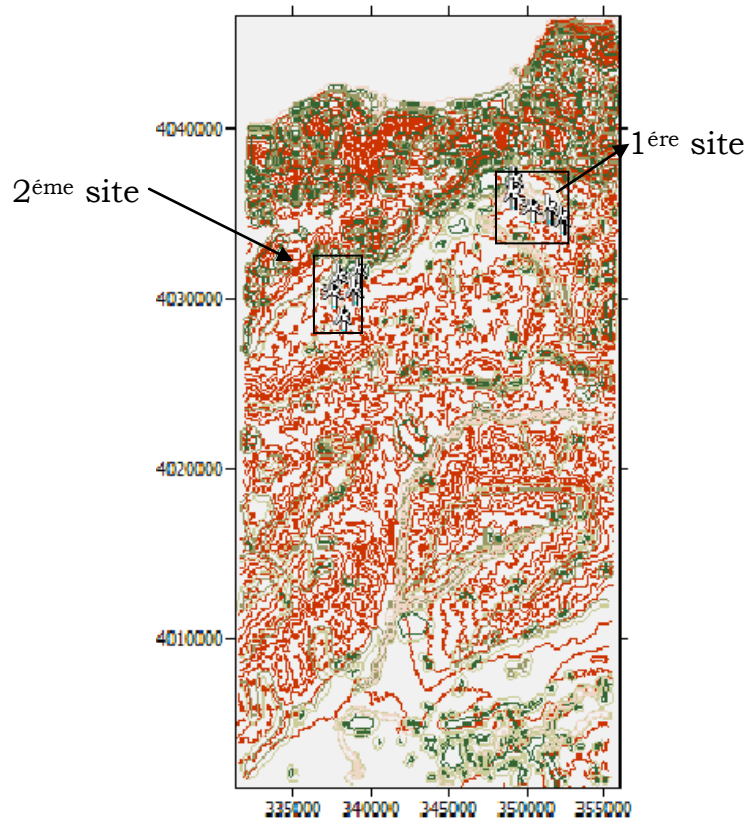


Figure 5.7 : Site choisi pour emplacement des aérogénérateurs.

5.6.1 Cartographie de potentiel énergétique éolien des zones sélectionnées

5.6.1.1 Atlas de la vitesse du vent

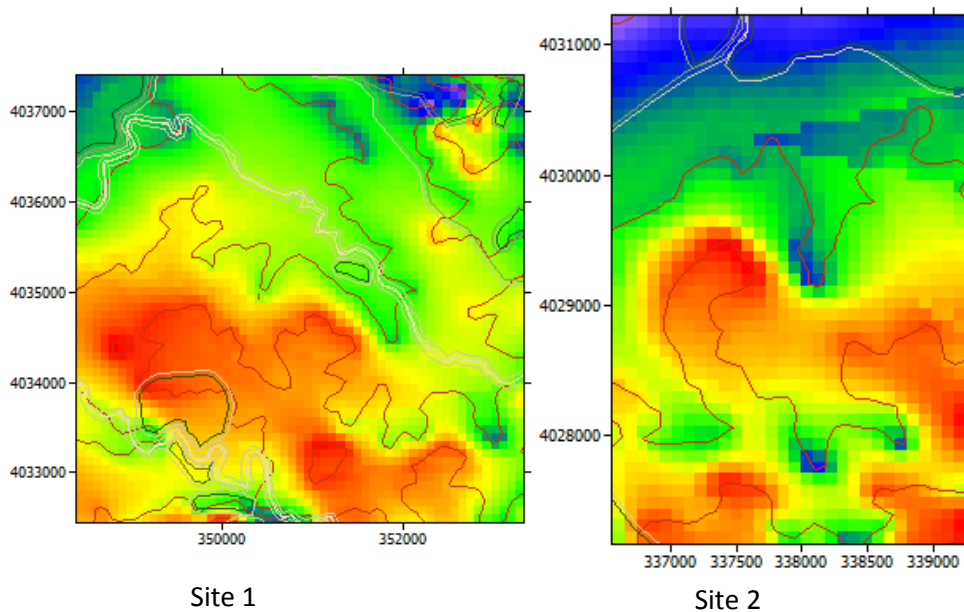
L'atlas de la vitesse du vent et du potentiel disponible des sites sélectionnés, dépend de la hauteur du rotor de l'aérogénérateur

En effet, ces derniers ne servent dans ce cas là qu'à effectuer l'interpolation des vitesses et des potentiels des points de mesure vers le site sélectionné.

5.6.1.2 Atlas des vitesses du vent annuelles des deux sites sélectionnés

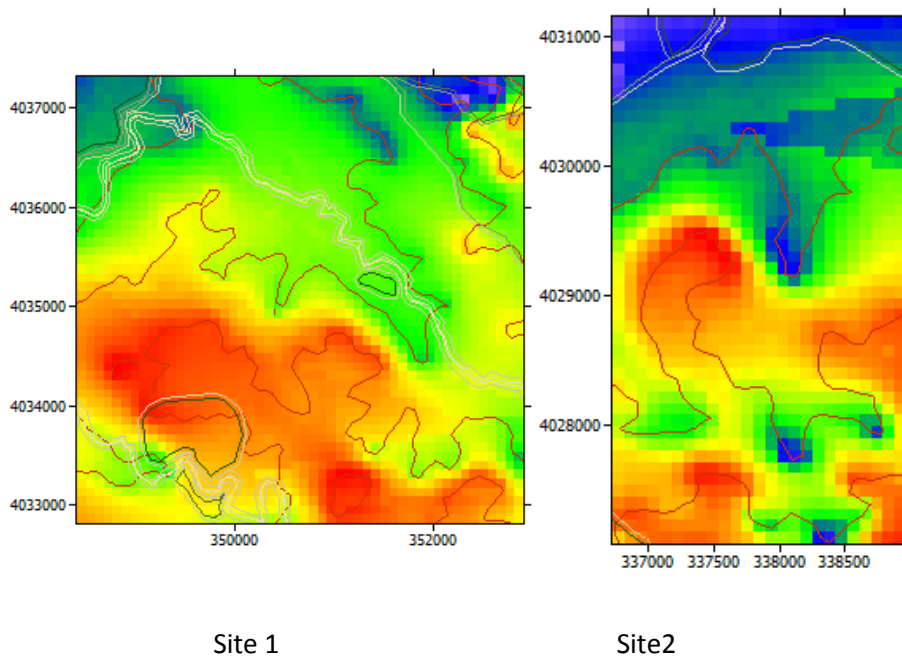
En figures 5.8 et 5.9 sont présentes les atlas représentant la variation annuelle de la vitesse du vent des sites sélectionnés à une hauteur de 50m. Et 60m du sol.

On remarque que le deuxième site est légèrement plus venté (5.86 m/s en moyenne) que le premier (5.76 m/s).



Valeur Maximal:	6,59 m/s à (348799,0, 4034376,0)	6,33 m/s dans (337594,0, 4029284,0)
Valeur Minimal:	4,66 m/s à (352309,0, 4037076,0)	5,37 m/s dans (336604,0, 4031174,0)
Valeur Moyenne:	5,76 m/s	5,86 m/s

Figure 5.8 : Atlas de la vitesse du vent à 50 m du sol pour les deux sites.



Valeur Maximal:	6,78 m/s à (348825,0, 4034385,0)	6,54 m/s à (337586,0, 4029295,0)
Valeur Minimal:	4,98 m/s à (352335,0, 4037085,0)	5,68 m/s à (336776,0, 4030915,0)
Valeur Moyenne:	6,01 m/s	6,11 m/s

Figure 5.9: Atlas de la vitesse du vent à 60 m du sol pour les deux sites.

On retrouve les mêmes variations que pour le cas précédent avec une faible augmentation du fait que dans le second cas l'estimation se fait 10 m plus haut que pour le premier cas.

5.6.1.3 Atlas des potentiels éoliens disponibles des deux sites sélectionnés

En figure 5.10 et 5.11 sont représentés les atlas du potentiel éolien des deux sites estimés à 50 et 60 m d'altitude.

On remarque que le 2^{ème} site à une densité de puissance moyenne plus élevée par rapport au 1^{ère} site pour les deux hauteurs.

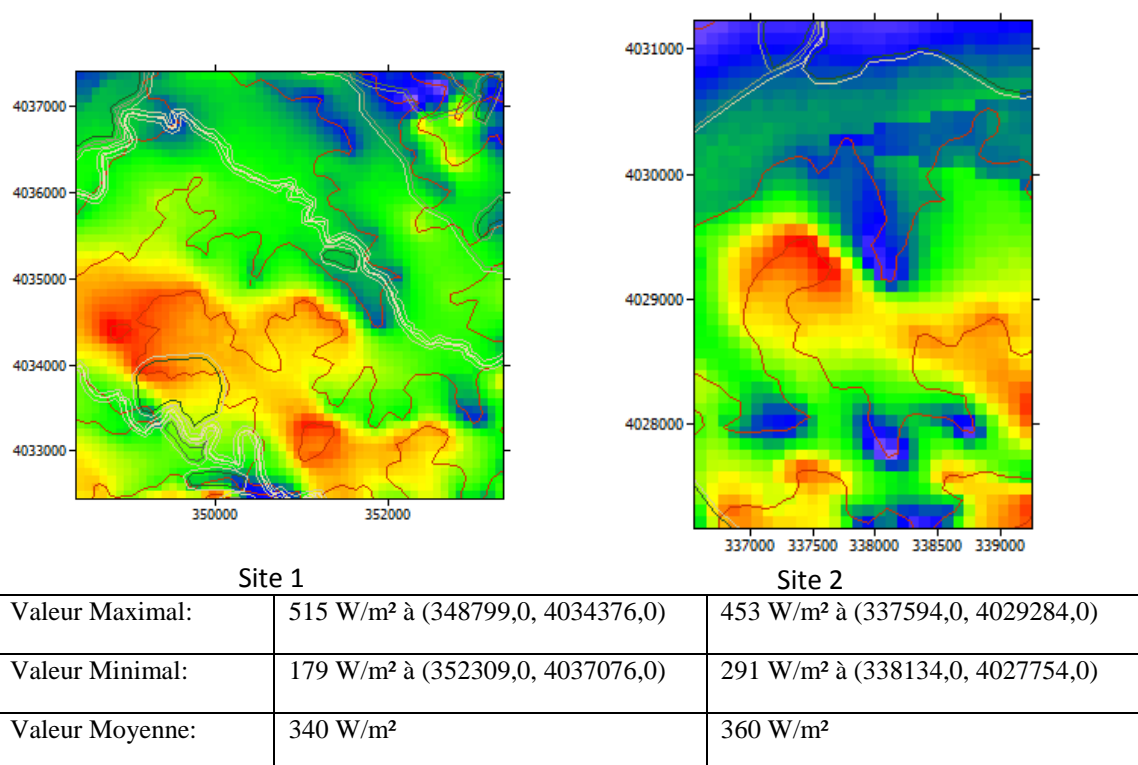


Figure 5.10 : variation de la densité de puissance disponible des deux sites à 50 m du sol.

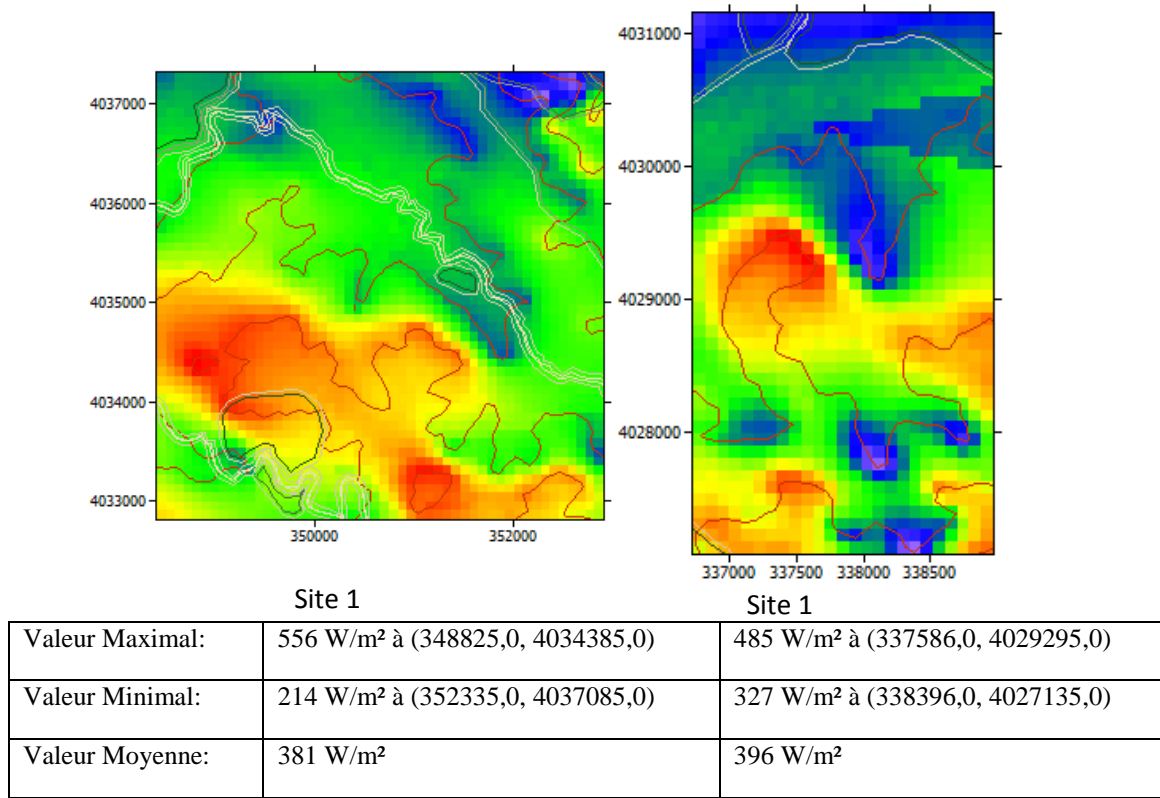


Figure 5.11 : variation de la densité de puissance disponible des deux sites à 60 m de hauteur.

5.6.2 Estimation de la production électrique annuelle

Les figures 5.12 et 5.13 sont données respectivement les cartes topographies des sites considérées ainsi que la position des aérogénérateurs.

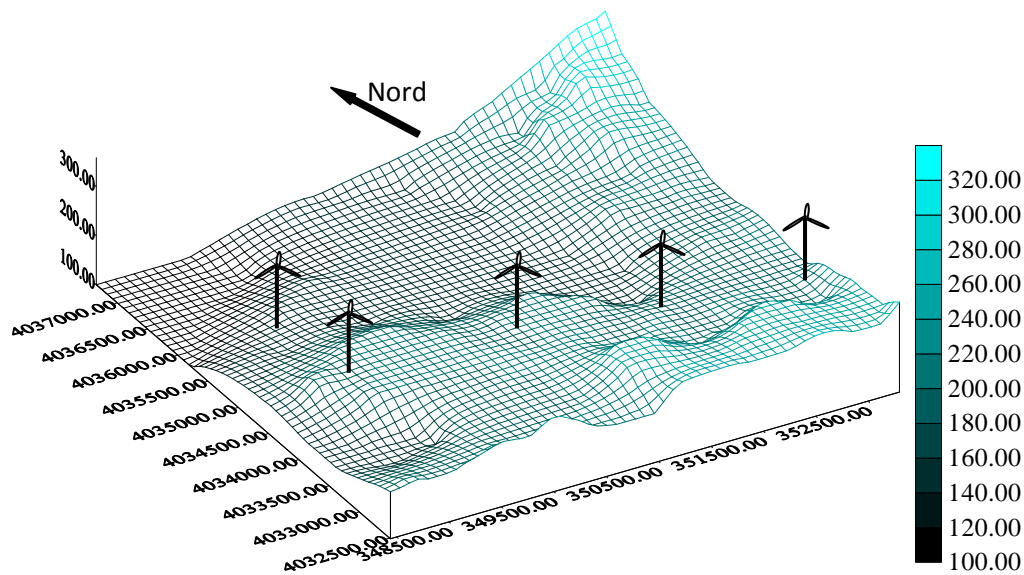


Figure 5.12 : topographie de la 1^{ère} site.

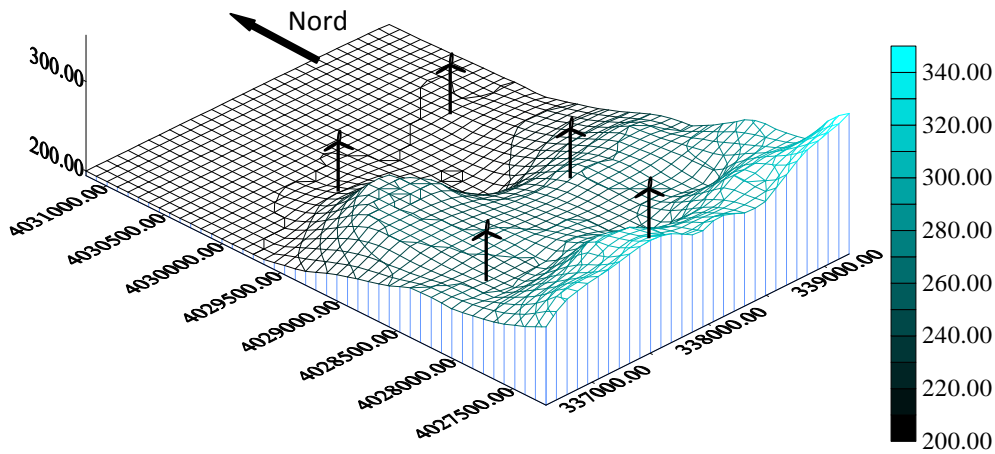
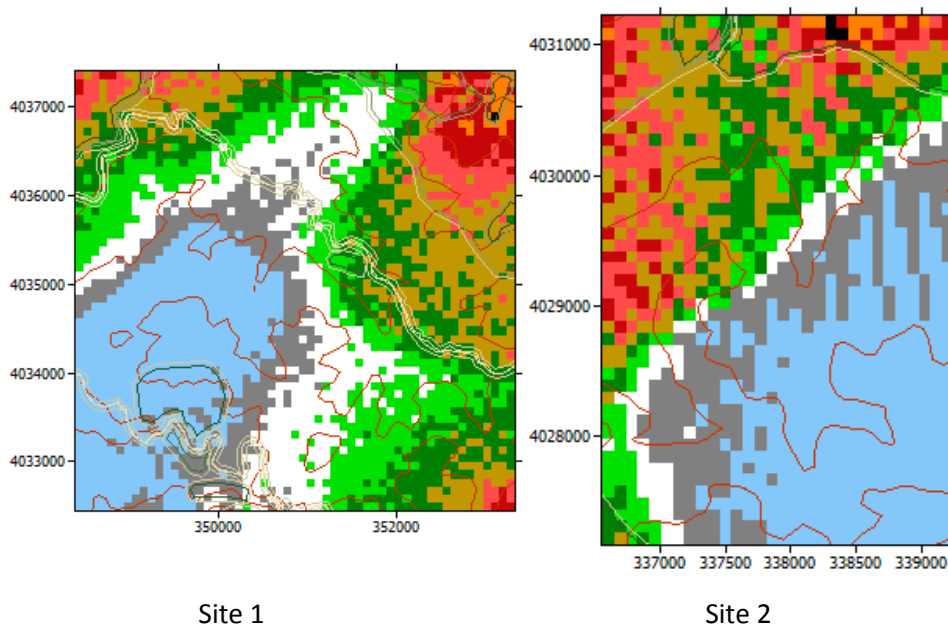


Figure 5.13 : Topographie de 2^{ème} site.

La figure ci-dessous indique la variation de l'indice RIX dans les deux sites. Elle est du même ordre pour les deux scénarios (1 MW et 2 MW). Pour le 2^{ème} site, l'indice RIX a une valeur moyenne plus faible que dans le 1^{ère} site. Cela veut dire que ce dernier est moins accidenté que le premier et que l'estimation de la production électrique produite est plus précise.



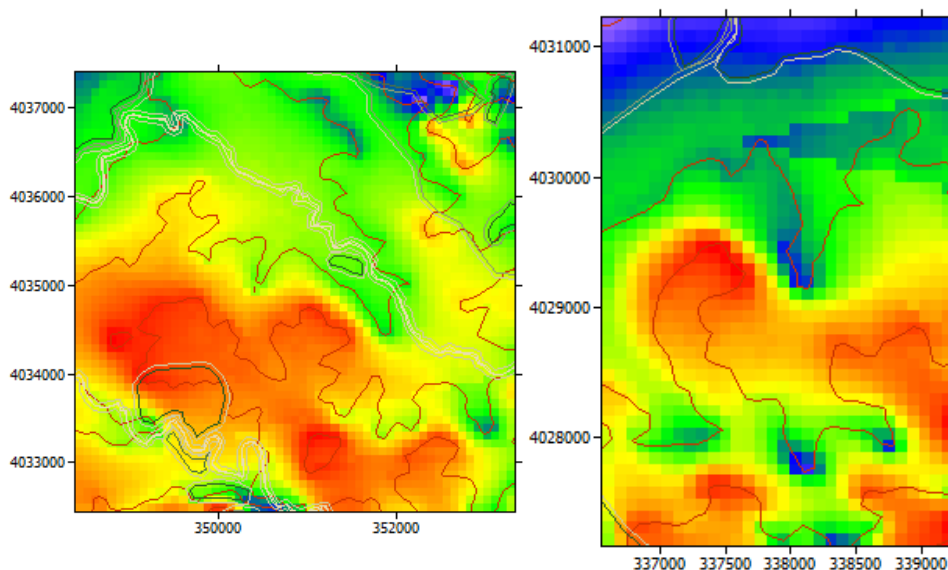
Valeur Maximal:	3,6% à (353119,0, 4036896,0)	1,1% dans (338404,0, 4031084,0)
Valeur Minimal:	0,0% à (350329,0, 4034916,0)	0,0% dans (339214,0, 4028744,0)
Valeur Moyenne:	1,3%	0,3%

Figure 5.14 : variation de l'indice RIX pour les deux sites.

5.6.2.1 Synthèse de la ferme éolienne composée d'aérogénérateurs de 1MW

la figure 5.15 présente les variations de la production annuelle d'électricité pour les deux sites pour une ferme constituée d'aérogénérateurs de puissance nominale égale à 1MW. On remarque que le premier site à une valeur moyenne égale à 2,014 GWh, alors que la valeur moyenne d'AEP de deuxième site, est égal à 2.105 GWh.

En résumé que le 2^{ème} site est produit une électricité plus élevée que le premier site.



Valeur Maximal:	2,533 GWh à (348799,0, 4034376,0)	2,403 GWh à (337594,0, 4029284,0)
Valeur Minimal:	1,275 GWh à (352309,0, 4037076,0)	1,799 GWh à (336604,0, 4031174,0)
Valeur Moyenne:	2,014 GWh	2,105 GWh

Figure 5.15 : variation de la production d'électricité annuelle dans la 1^{ère} et le 2^{ème} site (1^{ère} Scénario 1 MW).

Par ailleurs, les turbines sont positionnées entre 128 m à 200 m sur le 1^{er} site. Les pertes sillage varient entre 0 et 1.83 % est l'indice RIX varie entre 0 et 1.6 %. La turbine 02 est la moins bien positionnée puisque le RIX et le facteur de pertes de sillage sont les plus élevés. Sa production d'électricité est faible par rapport aux autres turbines. Les productions d'électricité par turbine sont présentées au tableau 5.3.

Tableau 5.3 : Résultat du 1^{ère} site (1^{ère} Scénario).

turbine	Localisation [m]	C [m/s]	k	Elevation [m]	V [m/s]	E [W/m ²]	Net AEP [GWh]	Perte sillage [%]	RIX [%]
01	(350338,9, 4034919)	6,4	1,48	164	5,78	328	2,018	0,0	0,0
02	(349376,7, 4036261)	6,2	1,42	128	5,63	325	1,935	0,39	1,6
03	(352453,1, 4033894)	6,3	1,46	200	5,74	328	2,011	0,32	1,4
04	(349331,6, 4035366)	6,5	1,45	156	5,93	367	2,136	0,12	0,5
05	(351579,6, 4034527)	6,5	1,46	175	5,87	352	2,084	0,21	1,6

Les turbines du second site sont positionnées entre 201 m à 205 m. Les pertes par sillage varient entre 0 et 0.66 % est l'indice RIX varie entre 0.1 et 0.6 %. La turbine 03 est la moins bien positionnée. La production annuelle d'électricité pour chaque turbine est présentée au tableau 5.4.

Tableau 5.4 : Résultat du 2^{ème} site (1^{ère} Scénario).

turbine	Localisation [m]	C [m/s]	k	Elevation [m]	V [m/s]	E [W/m ²]	Net AEP [GWh]	Perte sillage [%]	RIX [%]
01	(336983,4, 4028348)	6,5	1,47	248	5,91	355	2,122	0,0	0,1
02	(337726,4, 4027327)	6,6	1,47	305	5,96	365	2,149	0,08	0,1
03	(338708,2, 4030251)	6,3	1,41	201	5,70	338	1,994	0,66	0,4
04	(337553,0, 4029968)	6,3	1,43	203	5,71	334	1,999	0,34	0,6
05	(338417,1, 4029086)	6,5	1,46	225	5,93	363	2,130	0,62	0,1

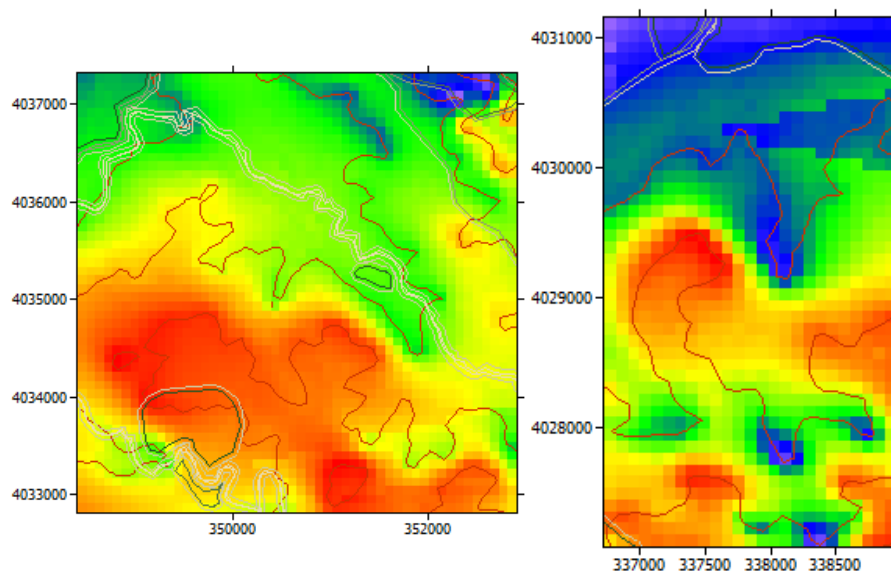
Le tableau 5.5 sont présentes la valeur moyen de la production électrique des aérogénérateurs installées et la production annuelle d'électricité de la ferme éolienne composée des aérogénérateurs de 1MW. On remarque que le 2^{ème} site à une valeur d'AEP plus élevée que la 1^{ère} site, les pertes par sillage du 1^{ère} site est plus faible que pour le 2^{ème} site. En résumé le premier site est meilleur que le deuxième site.

Tableau 5.5 : production d'électricité de la ferme dans les deux sites (1^{ère} Scénario).

	Paramètre	Total	moyen	Minimum	Maximum
1 ^{ère} site	Net AEP [GWh]	8,166	2,042	1,935	2,136
	Brut AEP [GWh]	8,187	2,047	1,942	2,138
	Perte de sillage [%]	0,26	-	-	-
2 ^{ème} site	Net AEP [GWh]	8,272	2,068	1,994	2,149
	Brut AEP [GWh]	8,306	2,077	2,006	2,151
	Perte de sillage [%]	0,42	-	-	-

5.6.2.2 Synthèse de la ferme éolienne composée d'aérogénérateurs de 2MW

Les turbines sont installées dans la même position que pour le premier cas. En figure 5.16 est représenté les variations de la production annuelle d'électricité pour les deux sites. On remarque que la variation d'AEP est la même que le premier cas avec une augmentation de la valeur pour le deuxième scénario.



Valeur Maximal:	5,262 GWh à (351075,0, 4033305,0)	5,007 GWh à (337586,0, 4029295,0)
Valeur Minimal:	2,899 GWh à (352335,0, 4037085,0)	3,973 GWh à (336776,0, 4031095,0)
Valeur Moyenne:	4,302 GWh	4,461 GWh

Figure 5.16 : variation de la production d'électricité annuelle dans la 1^{ère} et le 2^{ème} site (2^{ème} Scénario 2 MW).

Pour le premier site les pertes sillage varient entre 0 et 0.6 %, alors que l'indice RIX varie entre 0 et 1.6 %. La turbine 02 est la moins bien positionnée sa production d'électricité est la plus petite (4.09 GWh). La production annuelle d'électricité pour chaque turbine est présentée au tableau 5.6.

Tableau 5.6 : Résultat du 1^{ère} site (2^{ème} Scénario).

turbine	Localisation [m]	C [m/s]	k	Elevation [m]	V [m/s]	E [W/m ²]	Net AEP [GWh]	Perte sillage [%]	RIX [%]
01	(350338,9, 4034919)	6,7	1,48	164	6,02	369	4,313	0,0	0,0
02	(349376,7, 4036261)	6,4	1,42	128	5,85	361	4,091	0,6	1,6
03	(352453,1, 4033894)	6,6	1,47	200	5,99	367	4,287	0,57	1,4
04	(349331,6, 4035366)	6,8	1,46	156	6,15	403	4,498	0,18	0,5
05	(351579,6, 4034527)	6,7	1,47	175	6,10	390	4,409	0,35	1,6

La production annuelle électrique pour chaque turbine installée sur le second site, est présentée au tableau 5.7. La perte de sillage varie entre 0 et 1.04 %, alors que l'indice RIX varie entre 0.1 et 0.6 %. La turbine 03 est la moins bien positionnée sa production d'électricité est la plus petite (4.22 GWh).

Tableau 5.7 : Résultat du 2^{ème} site (2^{ème} Scénario).

turbine	Localisation [m]	C [m/s]	k	Elévation [m]	V [m/s]	E [W/m ²]	Net AEP [GWh]	Perte sillage [%]	RIX [%]
01	(336983,4, 4028348)	6,8	1,49	248	6,17	396	4,527	0,0	0,1
02	(337726,4, 4027327)	6,9	1,49	305	6,21	404	4,555	0,12	0,1
03	(338708,2, 4030251)	6,6	1,44	201	5,96	373	4,227	1,04	0,4
04	(337553,0, 4029968)	6,6	1,45	203	5,96	370	4,237	0,52	0,6
05	(338417,1, 4029086)	6,8	1,47	225	6,15	398	4,474	1,0	0,1

Le tableau 5.8 sont présentes la valeur moyen de la production d'électricité des aérogénérateurs installées et la production annuelle d'électricité de la ferme éolienne pour les deux sites. On retrouve les mêmes résultats mais avec des valeurs plus élevées dans le deuxième cas.

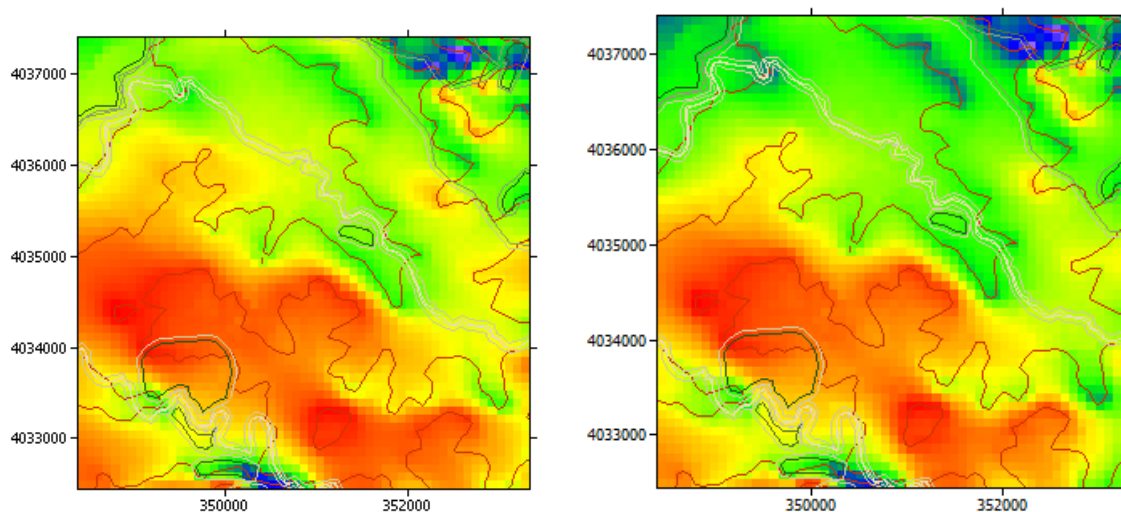
Tableau 5.8 : production d'électricité de la ferme composée d'aérogénérateurs de 2MW pour les deux sites.

	Paramètre	Total	moyen	Minimum	Maximum
1 ^{ère} site	Net AEP [GWh]	17,286	4,321	4,091	4,498
	Brut AEP [GWh]	17,358	4,340	4,116	4,506
	Perte de sillage [%]	0,42	-	-	-
2 ^{ème} site	Net AEP [GWh]	17,493	4,373	4,227	4,555
	Brut AEP [GWh]	17,610	4,403	4,259	4,561
	Perte de sillage [%]	0,66	-	-	-

5.6.3 Estimation de la production électrique mensuelle

5.6.3.1 Résultat du 1^{ère} Scénario (1MW) dans la 1^{ère} site

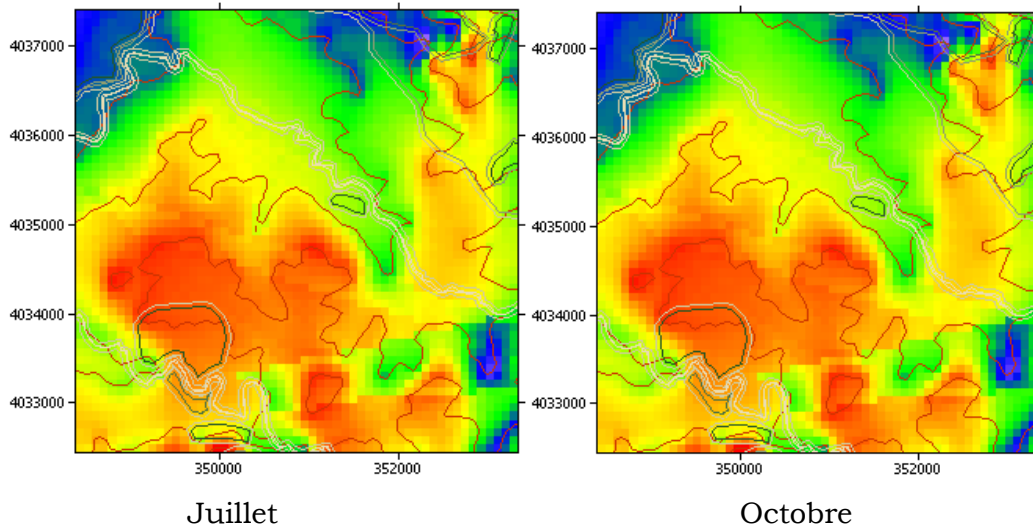
En figure 5.17, nous présentons la variation de la production d'électricité des quatre mois : janvier, avril, juillet, octobre dans le premier site pour le premier scénario. La production d'électricité est plus élevée au mois de janvier avec une valeur moyenne de 3.4 GWh. alors que le minimum est atteint au mois de juillet avec une production moyenne de site de 1.2 GWh.



Janvier

Avril

Valeur Maximal:	4,190 GWh à (348799,0, 4034376,0)	2,607 GWh à (348799,0, 4034376,0)
Valeur Minimal:	2,107 GWh à (352579,0, 4037256,0)	1,250 GWh à (352309,0, 4037076,0)
Valeur Moyenne:	3,406 GWh	2,027 GWh



Valeur Maximal:	1,460 GWh à (350059, 4032486,0)	2,297 GWh à (351049,0, 4033296,0)
Valeur Minimal:	761,072 MWh à (352309, 4037076)	1,212 GWh à (352309,0, 4037076,0)
Valeur Moyenne:	1,162 GWh	1,843 GWh

Figure 5.17 : variation de la production d'électricité mensuelle dans la 1^{ère} site (1^{ère} Scénario 1 MW).

La production unitaire des turbines est donnée au tableau 5.9 aux 4 mois. On remarque que la perte de sillage est variée à chaque mois d'une turbine à l'autre, la turbine 02 est la moins bien positionnée pour tous les mois. Au mois de janvier la production électrique est plus élevée pour toutes les turbines. La production électrique atteint son minimum au mois de juillet.

Tableau 5.9 : Résultat mensuelle du 1^{ère} site (1^{ère} Scénario).

	Janvier						Avril					
turbine	C [m/s]	k	V [m/s]	E [W/m ²]	Net AEP [GWh]	Perte sillage [%]	C [m/s]	k	V [m/s]	E [W/m ²]	Net AEP [GWh]	Perte sillage [%]
01	8,6	1,90	7,64	549	3,348	0,0	6,5	1,54	5,85	320	2,018	0,0
02	8,6	1,84	7,67	576	3,375	0,44	6,3	1,49	5,71	314	1,946	0,44
03	8,6	1,90	7,64	550	3,353	0,13	6,5	1,53	5,82	319	2,016	0,34
04	8,9	1,88	7,93	622	3,562	0,06	6,7	1,51	6,01	357	2,147	0,15
05	8,9	1,89	7,89	610	3,539	0,08	6,6	1,53	5,95	340	2,101	0,2
	Juillet						Octobre					
turbine	C [m/s]	k	V [m/s]	E [W/m ²]	Net AEP [GWh]	Perte sillage [%]	C [m/s]	k	V [m/s]	E [W/m ²]	Net AEP [GWh]	Perte sillage [%]
01	4,4	1,10	4,21	217	1,208	0,0	5,9	1,37	5,43	307	1,851	0,0
02	4,1	1,08	4,02	198	1,087	0,14	5,7	1,32	5,26	299	1,740	0,37
03	4,3	1,08	4,13	214	1,187	0,46	5,9	1,35	5,42	311	1,862	0,34
04	4,4	1,09	4,28	236	1,253	0,19	6,1	1,35	5,59	343	1,974	0,05
05	4,4	1,10	4,22	221	1,199	0,34	6,0	1,35	5,50	328	1,887	0,23

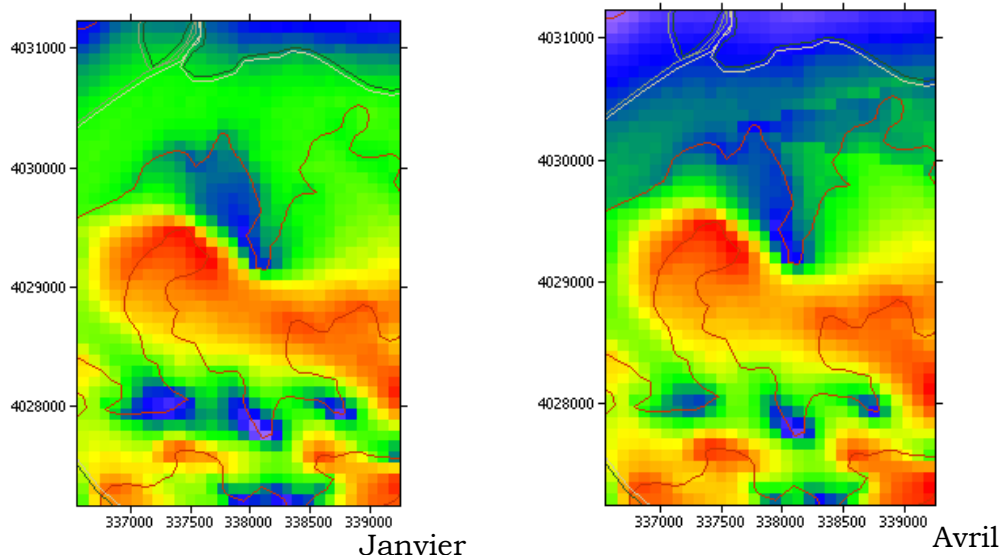
Au tableau 5.10 sont résumés la production électrique mensuelle de la ferme. La production est atteint son maximum au mois de novembre avec une valeur de 13.83 GWh, est le minimum durant le mois d'aout avec une production de 3.45 GWh. la perte sillage atteint son minimum au mois de décembre (0.15 %), est le maximum au mois de mai (0.35 %).

Tableau 5.10 : Production d'électricité mensuelle de la ferme du premier site (1^{ère} Scénario).

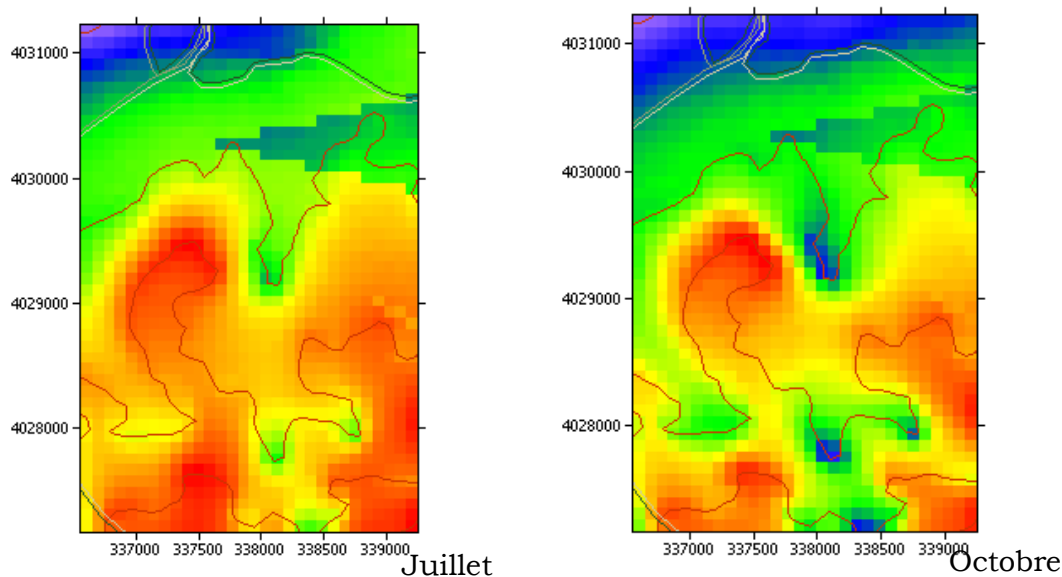
mois	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juit	Aout	Sep	Oct	Nov	Déc
Total Net AEP [GWh]	13,830	12,040	8,899	8,209	8,050	4,635	4,727	3.456	5,735	7,463	14,332	12,616
Brut AEP [GWh]	13,854	12,067	8,923	8,232	8,078	4,650	4,740	3.466	5,752	7,481	14,360	12,636
Perte sillage [%]	0,18	0,23	0,27	0,28	0,35	0,34	0,29	0.3	0,28	0,24	0,19	0,15

5.6.3.2 Résultat du 1^{ère} Scénario (1MW) dans la 2^{ème} site

La figure 5.18 présente la variation de la production d'électricité des quatre mois : janvier, avril, juillet, octobre dans le deuxième site pour le premier scénario. La production d'électricité est plus élevée au mois de janvier avec une valeur moyenne de 3.52 GWh. alors que le minimum est atteint au mois de juillet avec une production moyenne de site de 1.2 GWh.



Valeur Maximal:	3,935 GWh à (337594,0, 4029284,0)	2,429 GWh à (337594,0, 4029284,0)
Valeur Minimal:	3,120 GWh à (338134,0, 4027754,0)	1,839 GWh à (336604,0, 4031174,0)
Valeur Moyenne:	3,520 GWh	2,116 GWh



Valeur Maximal:	1,428 GWh à (337504,0, 4027664,0)	2,240 GWh à (337414,0, 4029464,0)
Valeur Minimal:	906,809 MWh à (336604, 4031174)	1,637 GWh à (336604,0, 4031174,0)
Valeur Moyenne:	1,219 GWh	1,951 GWh

Figure 5.18 : variation de la production d'électricité mensuelle dans le 2^{ème} site (1^{ère} Scénario 1 MW).

Au tableau 5.11 sont résumés les différents paramètres des turbines installées.

Tableau 5.11 : Résultat mensuelle du 2^{ème} site (1^{ère} Scénario).

	Janvier						Avril					
turbine	C [m/s]	k	V [m/s]	E [W/m ²]	Net AEP [GWh]	Perte sillage [%]	C [m/s]	k	V [m/s]	E [W/m ²]	Net AEP [GWh]	Perte sillage [%]
01	8,8	1,91	7,81	585	3,471	0,0	6,6	1,54	5,98	343	2,124	0,0
02	8,8	1,90	7,78	581	3,438	0,03	6,7	1,53	6,02	355	2,147	0,11
03	8,7	1,85	7,76	594	3,438	0,74	6,4	1,46	5,78	334	2,011	0,73
04	8,6	1,87	7,62	554	3,344	0,15	6,4	1,48	5,75	323	1,987	0,3
05	8,9	1,89	7,91	613	3,532	0,58	6,7	1,52	6,00	354	2,139	0,69
	Juillet						Octobre					
turbine	C [m/s]	k	V [m/s]	E [W/m ²]	Net AEP [GWh]	Perte sillage [%]	C [m/s]	k	V [m/s]	E [W/m ²]	Net AEP [GWh]	Perte sillage [%]
01	4,4	1,09	4,29	237	1,273	0,0	6,1	1,37	5,57	334	1,964	0,0
02	4,5	1,08	4,38	257	1,323	0,1	6,2	1,37	5,65	347	2,016	0,03
03	4,1	1,06	3,99	201	1,094	0,27	5,9	1,33	5,42	322	1,864	0,73
04	4,2	1,06	4,13	225	1,189	0,64	5,9	1,35	5,43	317	1,881	0,36
05	4,4	1,08	4,26	237	1,250	0,52	6,1	1,35	5,60	343	1,974	0,53

Au tableau 5.12 sont résumés la production électrique mensuelle de la ferme. La production est atteinte son maximum au mois de novembre avec une valeur de 14.24 GWh, est le minimum durant le mois d'aout avec une production de 3.56 GWh. la perte de sillage atteint son maximum au mois de mars (1.09 %), est le minimum au mois de novembre (0.36%).

Tableau 5.12 : Production d'électricité mensuelle de la ferme du deuxième site (1^{ère} Scénario).

mois	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juit	Aout	Sep	Oct	Nov	Déc
Total Net AEP [GWh]	13,752	12,057	5,667	8,283	8,332	4,703	4,856	3.559	5,857	7,735	14,243	12,632
Brut AEP [GWh]	13,804	12,107	5,729	8,321	8,364	4,722	4,874	3.576	5,883	7,767	14,294	12,680
Perte sillage [%]	0,38	0,42	1,09	0,46	0,39	0,4	0,38	0,47	0,44	0,41	0,36	0,38

5.7 Validation des résultats estimés avec les résultats de WAsP

L'erreur relative associée est calculée en utilisant l'écart relatif, soit :

$$E_r = \frac{V_{programme} - V_{WAsP}}{V_{programme}} \quad (5.1)$$

La validation concerne les résultats obtenus avec l'aérogénérateur de 1 et 2MW installé sur le site 1.

5.7.1 Validation mensuelle

Le tableau 5.13 et 5.14 représentent respectivement l'estimation à l'aide du programme développé et de WAsP :

- Du facteur de forme,
- Du facteur d'échelle,
- de la vitesse moyenne,
- de la densité de puissance disponible
- et la production électrique de quatre mois pour les aérogénérateurs de puissance nominale égale à deux scénarios : 1 MW et 2MW.

Tableau 5.13 : Résultats avec l'aérogénérateur de 1MW.

résultats	Programme développé				WAsP			
	Janvier	Avril	Juillet	octobre	Janvier	Avril	Juillet	octobre
C [m/s]	7.32	6.04	4.54	5.14	8,6	6,5	4,4	5,9
K	1.51	1.27	1.05	1.10	1,90	1,54	1,10	1,37
V [m/s]	6.60	5.60	4.46	4.95	7,64	5,85	4,21	5,43
E [W/m ²]	447	383	289	354	549	320	217	307
AEP [GWh]	2.86	1.83	0.99	1.34	3,348	2,018	1,208	1,851

Tableau 5.14: Résultats avec l'aérogénérateur de 2MW.

résultats	Programme développé				WAsP			
	Janvier	Avril	Juillet	octobre	Janvier	Avril	Juillet	octobre
C [m/s]	7.63	6.31	4.78	5.39	9,0	6,8	4.5	6.2
K	1.54	1.30	1.07	1.12	1,92	1,56	1.11	1.38
V [m/s]	6.87	5.83	4.65	5.16	7,99	6,10	4.36	5.66
E [W/m ²]	519	419	315	385	622	358	237	343
AEP [GWh]	7.33	4.85	2.7	3.65	7.19	4.34	2.54	3.95

Les résultats de la comparaison de quatre mois pour les deux scénarios sont présentés dans le tableau 5.15.

On peut voir, que les résultats estimés par le programme développé sont sous-estimés par rapport aux résultats estimés par le logiciel WAsP des aérogénérateurs. Toutefois dans tout les cas,

Tableau 5.15 : Comparaison entre les résultats de programme et l'estimation par le WAsP (distribution mensuelle).

résultats	Erreur du 1 ^{ère} Scénario %				Erreur du 2 ^{ème} Scénario %			
	Janvier	Avril	Juillet	octobre	Janvier	Avril	Juillet	Octobre
C [m/s]	-0.17	-0.08	0.03	-0.15	-0.17	-0.07	0.05	-0.15
K	-0.26	-0.21	-0.05	-0.25	-0.24	-0.2	-0.04	-0.23
V [m/s]	-0.16	-0.04	0.05	-0.1	-0.16	-0.05	0.06	-0.1
E [W/m ²]	-0.23	0.16	0.25	0.13	-0.2	0.15	0.25	0.1
AEP [GWh]	-0.17	-0.1	-0.22	-0.38	0.02	0.11	0.06	-0.08

5.7.2 Validation annuelle

Le tableau 5.16 et 5.17 représentent la comparaison entre l'estimation de programme développé et l'estimation de WAsP pour une distribution annuelle dans les deux scénarios.

On remarque que l'erreur dans le premier scénario est a peut plus élevée que dans le deuxième scénario. Les résultats d'estimation par le programme développé est sous-estime par rapport aux résultats estimés par le logiciel WAsP. L'erreur est différente d'un mois à un autre. La plus importante est enregistrée pour le facteur de forme k.

Le software WAsP pris en considération l'effet de topographie sur l'aérogénérateur, alors que dans le programme on suppose que l'effet de topographie sur le site est négligeable. Pour cela l'erreur de la production annuelle électrique atteint 22 % (aérogénérateur de 1MW) et 0.03 (aérogénérateur de 1MW).

Tableau 5.16 : Comparaison entre les résultats de programme et l'estimation par le WAsP (distribution annuelle du premier scénario (1MW)).

résultats	Programme développé	WAsP	Erreur
C [m/s]	5.70	6,4	-0.3
K	1.12	1,48	-0.32
V [m/s]	5.36	5,78	-0.08
E [W/m²]	384	328	0.14
AEP [GWh]	1.65	2.02	-0.22

Tableau 5.17 : Comparaison entre les résultats de programme et l'estimation par le WAsP (distribution annuelle du deuxième scénario (2MW)).

résultats	Programme développé	WAsP	Erreur %
C [m/s]	5.96	6,7	-0.12
K	1.2	1,48	-0.23
V [m/s]	5.59	6,02	-0.08
E [W/m²]	419	369	0.12
AEP [GWh]	4.44	4,313	0.03

5.8 Conclusion

Initialement cinq zones ont été simulées par WAsP dont deux ont présentes un RIX de faible valeur. Les trois sites écartés sont donc des terrains complexes qui ne peuvent pas être simulé par le logiciel WAsP et des erreurs de prévision peuvent être prévues. Les résultats présentés ne concernent que deux zones.

L'estimation de la production d'électricité à l'échelle mensuelle et annuelle dans les deux zones pour les deux scénarios (1 et 2 MW) est présentée. Cependant, la valeur des paramètres de Weibull sur chaque site, la valeur de la densité moyenne de puissance sur le site, et la production d'électricité sur le site varie fortement d'un site à l'autre.

Conclusion général

Ont été abordés dans ce mémoire les conditions et les paramètres pour lesquels l'estimation de la production d'électricité par une ferme éolienne.

Pour localiser précisément la ferme éolienne, il est nécessaire d'estimer la ressource éolienne en zone étudiée. Ceci constitue une estimation régionale du potentiel éolien. Cette phase se situe en amont du développement de projets éoliens à grande échelle. Elle permet de localiser les zones les plus ventées afin d'estimer et optimiser le rendement des futures fermes.

Le choix du site et la caractérisation statistique de la vitesse du vent de ce site représentent les facteurs les plus importants dans le processus d'implantation d'une ferme éolienne. L'analyse de la vitesse du vent sur un site représente la première étape de tout projet éolien, permettant d'estimer la capacité de production de la ferme éolienne.

Comme le vent présente un caractère aléatoire, son analyse doit se baser sur des méthodes statistiques. Ainsi, les paramètres qui vont caractériser le régime des vents sur un site seront la valeur de la vitesse moyenne du vent et les lois statistiques permettant de représenter sa variation temporelle. Parmi ces lois, on retrouve la loi de Weibull qui permet de caractériser la distribution des fréquences de vitesses de vent. L'analyse des deux paramètres qui caractérisent cette loi est à l'origine de nombreuses études.

Pour une estimation du potentiel éolien sur le site d'étude de Ténès, il est nécessaire de bien connaître :

- ❖ Les sources de données qui proviennent des stations météorologiques de l'O.N.M.
- ❖ Une description du site d'implantation de la turbine.
- ❖ La loi de Weibull et la loi de puissance qui décrivent la distribution de fréquence des vents à hauteur du moyeu de la turbine. Ces deux

fonctions permettront le calcul de la moyenne annuelle de la vitesse du vent sur le site.

- ❖ Le calcul des paramètres de formes k et d'échelle c permettant ainsi d'estimation de l'énergie disponible et l'estimation de la production électrique à l'échelle mensuelle et annuelle.

Perspectives

L'identification des sites ventés détectés peuvent être exploités pour l'implantation d'une ferme éolienne dont la production électrique servira à répondre aux besoins électriques de l'unité de dessalement implanté à Ténès.

Bibliographie

- [1] J.Najac « impact du changement climatique sur le potentiel éolien en France : une étude de régionalisation » thèse de doctorat de l'université de Toulouse, université Toulouse 3-Paul Sabatier 06 novembre 2008.
- [2] J.Bonal, P.Rossetti « Energies alternatives écriin (échange et coordination recherche-industrie » omniscience 2007.
- [3] N.Kasbadji. MERZOUK « Evaluation du gisement énergétique éolien contribution a la détermination du profil vertical de la direction du vent en Algérie » thèse de Doctorat, l'Université Abou Bekr Belkaid de Tlemcen, 2006.
- [4] M.B. Ben Ticha « Fusion de données satellitaires pour la cartographie du potentiel éolien offshore » thèse de Doctort de l'école des mines de novembre 2007.
- [5] Global wind 2007 reeport GWEC (Global wind energie council).
- [6] G. Sarlos, P.A. Haldi, P.Verstraete, René Walther « Systèmes énergétiques offre et demande d'énergie : méthode d'analyse » PP 296-311 volume21, 2003.
- [7] J-L Rétiveau «Analyse de données expérimentales et conception d'un générateur numérique de vitesse de vent » mémoire de recherche du grade de maître es sciences appliquées, l'université du Québec à Rimouski pour l'obtention Janvier 2006.
- [8] P. Beaudoin « Analyse prédictive et comparative de la production énergétique d'une centrale éolienne autonome en site éloigné à l'aide du logiciel d'analyse de projet en énergies renouvelables RETSCREEN international » mémoire de recherche, l'université du québec, Mai 2007.
- [9] Justus, C. G.; Mikhail, Amir« Height variation of wind speed and wind distributions statistics » Geophysical Research Letters, Volume 3, Issue 5, p. 261-264 (GeoRL Homepage) may 1976.

- [10] J. A. Hertig, B. Zimmerli « Vent » Commentaire relatif au chapitre 6, Des normes SIA (Société suisse des ingénieurs et des architectes) 261 et 261/1 (2003), Actions sur les structures porteuse, février 2006.
- [11] N. Kasbadji-Merzouk, M. Merzouk et B. Benyoucef « Extrapolation verticale des paramètres de Weibull pour l'estimation du potentiel récupérable » Revue des Energies Renouvelables ICRES-07 Tlemcen (2007) 193 – 198.
- [12] Troen I. et E.L. Petersen, « European Wind Atlas », Riso National Laboratory, Roskilde, Danmark, 1989.
- [13] N. Kasbadji Merzouk « An Evaluation of Wind Energy Potential in Algeria ». Proceeding of EWEC'94 congress, Thessaloniki, Grèce, 1994.
- [14] N. Kasbadji Merzouk « Atlas vent de l'Algérie, Résultats Préliminaires ». Revue des Energies Renouvelables, numéro spéciale JNVER99, pp 209-214, 1999.
- [15] N.Kasbadji Merzouk, N. Messen. « Contribution à l'Etude du Vent en Rapport avec l'Erosion Eolienne dans les Zones Arides » Revue Energies Renouvelables, numéro Spéciale Zones Arides, 2002.
- [16] H. Nedjari Daaou, S. Haddouche et N. Kasbadji Merzouk, « Amélioration de la carte des vents à partir des données interpolées » Revue Energies Renouvelables, numéro Spécial, Energies Photovoltaïque et éolienne, pp 119-124., 2003.
- [17] J. Anthony Bowen and G. Niels Mortensen «WASP prediction errors due to site orography»Risø-R-995(EN) Risø National Laboratory Roskilde Denmark December 2004.
- [18] « Analyse des projets d'énergies propres » Manuel d'ingénierie et d'études de cas RETSCREEN Ministre de Ressources naturelles Canada 2001 - 2004.
- [19] guide des énergies renouvelables édition 2007, ministère de l'énergie et des mines algériennes.
- [20] H.Camblong « Minimisation de l'impact des perturbations d'origine eolienne dans la generation d'électricite par des aerogenerateurs a vitesse variable » thèse de doctorat, École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers Centre de Bordeaux, décembre 2003.

- [21] N.Kasbadji Merzouk, M.Merzouk,et B.Benyousef « Perspectives du pompage éolien dans le sud algérien » Revue des Energies Renouvelables, juin 2006.
- [22] A.Davigny « Participation aux services système de fermes d'éoliennes à vitesse variable intégrant du stockage inertiel d'énergie » thèse de Doctorat de l'Université des Sciences et Technologies de Lille 11 décembre 2007.
- [23] R. Maouedj et B. Benyoucef « Etude des performances d'un système de conversion éolienne. Application sur le site d'Adrar (Algérie) » actualités scientifiques de l'environnement technologies de l'environnement et du développement durable mai 2007.
- [24] P. Leconte, M. Rapin, E. Szechenyi « Éoliennes » Techniques de l'Ingénieur, traité Génie mécanique BM 4640 pp 1 -23.
- [25] M. Lopez « Contribution a l'optimisation d'un système de conversion éolien pour une production isolée » Thèse de doctorat université de paris sud 11,2008.
- [26] K. Ameer « Concept et utilisation des aérogénérateurs » Bulletin des Energies Renouvelables - N°3 Juin 2003 pp12.
- [27] G.conty« Eolienne et aérogénérateurs. Guide de l'énergie éolien»2^{ème} édition 1982 pp 31-32.
- [28] N. Fichaux « Evaluation du potentiel éolien offshore et imagerie satellitale » thèse de Doctorat de l'Ecole des Mines de Paris Collège doctoral, décembre 2003.
- [29] F.Youcef-Ettoumi,J.M.Fallot,H.Sauvageot, A.El hamid adane « Analyse des propriétés statistique du vent en algerie et pour la station de chasseral (jura suisse) » Publications de l'Association Internationale de Climatologie, vol. 15, 2003 pp 57-60.
- [30] J. Martin « Energie Eoliennes» technique d'ingénieur, 1997 B 8585 pp1-5.
- [31] R. Maouedj, S. Bousalem et B. Benyoucef« Optimisation d'un système de pompage éolien Application aux sites sahariens » Revue des Energies Renouvelables Vol. 11 N°2 (2008) pp 239 – 250.

- [32] N. O. Jensen, E. L. Petersen, I. Troen, «World climate applications programme : extrapolation of mean wind statistics with special regard to wind energy applications» World meteorological organization, WMO/TD-No. 15, 1984.
- [33] F. A. L. Jowder «Wind power analysis and site matching of wind turbine generators in Kingdom of Bahrain» Applied Energy 86 (2009) pp 538–545.
- [34] D.A. Fadare « A Statistical Analysis of Wind Energy Potential in Ibadan, Nigeria, Based on Weibull Distribution Function. » Pacific Journal of Science and Technology. 9(1):110-119.
- [35] J. V. Seguro, et T. W. Lambert « Modern Estimation of the Parameters of the Weibull Wind Speed Distribution for Wind Energy Analysis. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics. 2000 Mars; 85(1):75-84.
- [36] D.le Gouriers « Théorie, conception et calcul pratique des installations »deuxième édition 1982, pp 28-29.
- [37] L. Merad, B. Benyoucef J. P. Charles « Etude technico-économique d'un système hybride (aérogénérateur et moteur diesel) pour la production d'électricité » Afrique SCIENCE 02(2) (2006) pp 187 – 197.
- [38] N. Kasbadji Merzouk, et M. Merzouk « Estimation du potentiel énergétique éolien utilisable, Application au pompage dans les Hauts Plateaux » Revue des Energies Renouvelables Vol. 9 N°3 (2006) 155 – 163.
- [39] Rhônealpénergie-environnement « Etude du gisement éolien sur la zone alpine de la région Rhône-Alpes » Rapport final Météo-France version 2 - Mars 2005.
- [40] N. G. Mortensen and E. L. Petersen «Influence of topographical input data on the accuracy of wind flowmodelling in complex terrain» European Wind Energy Conference & Exhibition 1997, Dublin, Ireland, October 1997.
- [41] F. Boukli Hacène, N. Kasbadji Merzouk et L. Loukarfi « Analyse statistique et élaboration d'un atlas éolien de la vallée du Cheliff » Revue des Energies Renouvelables Vol. 10 N°4 (2007) pp 583 – 588.
- [42] R. Hamouche, « Atlas vent de l'Algérie » Office National de la Météorologie, 1989 pp14-63.

[web01] www.eolien-poitou-charentes.com/dyn/.../vademecum_elus.pdf

[web02] <http://www.windpower.org/fr/pictures/brush.htm>

[web03] http://home.medallia.com/uploads/ss3iCms/docs/algerie_nrij_renouvelables.pdf

[web04] <http://carthena.chez.com>

Glossaire

A	Surface de la roue m²
A_F	Facteur de disponibilité
C, C ₁ , C ₂	Facteur d'échelle de Weibull m s ⁻¹
CLA	Couche limite atmosphérique
C _p	Coefficient de puissance
COE	Coefficient d'efficacité
<E>	Densité d'énergie moyenne récupérable sur une année MWh.m ⁻²
E_{an}	Production annuelle d'électricité
E_C	Energie cinétique
E_r	Erreur relative
\bar{E}	Puissance éolienne disponible
$f(v)$	Fréquence d'occurrence de la vitesse de vent
FC	Facteur de capacité
F_0	Fréquence des vitesses calmes
F_p	Facteur de puissance
$F(V)$	Fréquence cumulée de la distribution de Weibull
Fre	Fréquence des directions par secteur
P_e	puissance éolienne instantanée
<P>	Puissance énergétique éolienne moyenne disponible, W
P_m	puissance moyenne sortie électrique
<P _{Max} >	Puissance récupérable par la roue W
<P _r >	Densité de Puissance récupérable par la roue W.m ⁻²
P_u	Puissance éolienne utile
<P _u >	Densité de Puissance éolienne utile W.m ⁻²
<P _e >	Densité de Puissance éolienne réellement utilisable W.m ⁻²
P_n	Puissance nominale W
$P_{théorique}$	Puissance calculée à la vitesse nominale W
$P(v)$	puissance générée par la turbine pour une vitesse de vent W

$\langle V \rangle$	Vitesse moyenne du vent m.s^{-1}
V, V_x	Vitesse du vent m.s^{-1}
V_{weibull}	Vitesse du vent estimée avec le modèle de Weibull m.s^{-1}
V_D, V_N, V_M	Vitesses de démarrage, nominale et d'arrêt m.s^{-1}
V_1	Vitesse du vent au niveau z_1 m.s^{-1}
V_2	Vitesse du vent au niveau z_2 m.s^{-1}
$\langle V_u \rangle$	Vitesse moyenne utile m.s^{-1}
W	Composante verticale de la vitesse du vent m.s^{-1}
F_0	Fréquence de vents calmes
$f(V)$	Fréquences des vitesses moyennes tri horaire
k	Facteurs de forme
m	Exposant d'extrapolation du facteur d'échelle
M	Masse de volume d'aire (kg)
M	Masse de volume d'aire (kg)
R^2	Coefficient de corrélation
RMSE	Erreur quadratique moyenne
R_2	Facteur de réduction
S	Surface
u^*	Vitesse de frottement m.s^{-1}
Z_0	Rugosité du sol m
Z_r	Hauteur de référence égale à 10 m
Γ	Fonction gamma
n	Fonction gamma normalisée
ρ	masse du volume d'air
η	rendement global de la machine
η_{mach}	Rendement du système mécanique
$\eta_{\text{éle}}$	Rendement du système électrique
λ	Rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent

γ :	Fonction gamma incomplète
------------	---------------------------

Résumé

Pour localiser précisément les futurs lieux d'implantation des parcs éoliens, il est nécessaire de connaître la répartition spatiale et temporelle du potentiel éolien dans la zone étudiée. Pour une estimation précise de ce paramètre, il est nécessaire d'avoir des mesures de vitesse et de direction du vent à haute résolution temporelle. Une étude statistique de ces mesures et leur modélisation à l'aide de la distribution de Weibull, permet la détermination des paramètres de Weibull k et C utiles pour l'estimation de la production électrique d'une ferme éolienne d'une puissance donnée.

Par ailleurs, une simulation numérique a été développée pour la production électrique de sortie d'un aérogénérateur. Enfin le logiciel WAsP a été utilisé pour valider les résultats obtenus par simulation.

Abstract

To locate precisely the future locations of wind farms; it is necessary to know the spatial temporal distribution of wind potential in the area studied. For an accurate estimate of the parameters, it is necessary to have measures speed and direction of wind at high temporal resolution. A statistical study of the measurement and modeling using the Weibull distribution allows the determination of Weibull parameters k and C useful for estimating the electric production output from a wind farm of a given power.

Moreover, a numerical simulation has been developed and the electric production output of a wind turbine was calculated. Finally the software WAsP has been used to validate the results obtained by simulation.

المخلص:

لتحديد مواقع مزارع الرياح في المستقبل من الضروري معرفة التوزيع الزمني و المكاني لطاقة الرياح المحتملة في المنطقة التي شملتها الدراسة. و من أجل تقدير دقيق لهذه المعايير لا بد معرفة مقاييس سرعة و اتجاه الرياح حيث تتم دراسة إحصائية لهذه المقاييس و النماذج الموضوعية باستخدام نموذج " وويل " الذي يسمح بتحديد المتغيرين " K " و " C " اللازمة لتقدير إنتاج الكهرباء لمزرعة الرياح ذات قدرة معطاة. علاوة على ذلك تم تطوير محاكاة رقمية لإحتساب الكهرباء المتولدة من التوربينات الهوائية. و في الأخير يستخدم برنامج " WAsP " لتثبيت النتائج المتحصل عليها عن طريق المحاكاة.

Mots clés : *Gisement éolien, production électrique, ferme éolienne.*