

Université Mohamed Boudiaf -M'sila



FACULTE DE TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT GENIE MECANIQUE

Numéro de série:
Numéro d'inscription:

Thèse

Présentée pour l'obtention du diplôme de

Doctorat

Spécialité : Génie Mécanique

Option : Energétique

Thème

Etude estimative de la production d'électricité éolienne en Algérie

Présenté par : MEDERREG Derradji

Soutenue le: / /

Devant le Jury composé de:

<u>Nom & Prénom</u>	<u>Grade</u>	<u>Etablissement</u>	<u>Qualité</u>
A.H. BOURSAS	Professeur	Université de M'Sila	Président
M. SALMI	Professeur	Université de M'Sila	Directeur de thèse
S.M.BOUDIA	M.de Recherche. A	CDER (Alger)	Co- Encadreur
B. REKIK	Professeur	Université de Blida	Examineur
S. ZERGANE	M.de Conférences .A	Université de M'Sila	Examineur
B. AFIF	M.de Conférences .A	Université de Mascara	Examineur
A. AZIZI	M.de Conférences .A	Université de Laghouat	Invité

Année universitaire : 2021/2022

Dédicaces

On tient à dédier ce travail

À ceux qui nous ont donné la vie et qui ont toujours veillé à notre bien-être :

A mes parents

À qui nous devons de l'amour et de la reconnaissance :

Mes chères petites filles Amina et Djenna.

*À ma femme pour sa confiance, ses soutiens, ses sacrifices qu'ils ont sues
m'inculquer*

Aussi à mes chères amies

À tous ceux que nous aimons

Remerciements

Je remercie chaleureusement mon directeur de thèse Dr. Mohamed SALMI professeur à l'Université de M'sila, de m'avoir proposé un sujet aussi passionnant qu'intéressant. Je le remercie pour d'avoir accepté de diriger ce travail de thèse, pour sa rigueur scientifique, sa disponibilité, ses encouragements, en me faisant partager son expérience et ses connaissances, et aussi pour m'avoir supporté durant mon travail.

J'exprime ma gratitude à Monsieur Sidi Mohamed BOUDIA, Maître de Recherche, au Centre de Développement des Energies Renouvelables(CDER), pour ses précieux conseils et qui m'a donné leur efficacité, leur encouragement, leur critique constructive et leur soutien moral.

Je remercie vivement le Dr. BOURSAS Abdelhakim SALMI professeur à l'Université de M'sila, d'avoir toléré de présider le jury de cette thèse.

J'adresse toute ma reconnaissance au : Dr. Brahim REKIK, Professeur à l'Université de Blida, Dr. ZORGANE Said, Maître de Conférences à l'Université de M'sila, Dr. AFIF Benameur, Maître de Conférences à l'Université de Mascara et Dr. AZIZI Ahmed, Maître de Conférences à l'Université de Laghouat, qui m'a fait l'honneur d'examiner le manuscrit au jury de ma thèse.

Je remercie aussi Dr. BERRABEH Fouad, Maître de conférences à l'Université de M'sila pour leur aides et leur encouragement.

Enfin, Je ne saurais jamais suffisant sans remercier mes chers parents, que Dieu les protège et prenne soin d'eux, sans oublier ma femme pour ses sacrifices et son aide précieuse.

Derradji MEDERREG

ملخص: الهدف من هذا العمل هو تقييم الإنتاج الشهري والسنوي للكهرباء من طاقة الرياح بواسطة برنامج WAsP في الجزائر. في هذا العمل ، استخدمنا بيانات لكل ساعة لسرعة الرياح واتجاهها التي تم جمعها بين (1999-2008) على ارتفاع يبلغ 10 أمتار من الأرض في محطات الأرصاد الجوية الموجودة في 16 موقعاً في الجزائر لتقدير إمكانات الرياح على ارتفاع يبلغ 30 متراً و 50 متراً. بعد ذلك أجرينا تقييماً مفصلاً لإنتاج الكهرباء في عنابة التي تقع على الساحل الشمالي الشرقي للجزائر ، ويبدأ هذا التقييم بدراسة إحصائية شهرية و سنوية لكل ساعة لإمكانات الرياح ، وبيانات سرعة الرياح عند ارتفاع 10 أمتار تم جمعها خلال الفترة (2006-2015) ، الإحداثيات الجغرافية لمحطات الأرصاد الجوية التي أخذها المكتب الوطني للأرصاد الجوية (ONM) ، استخدمنا ثلاثة توربينات رياح تجارية من نفس الطاقة المقدر (2 ميجاوات) تم اختيارها تقنياً لتقييم أفضل توربين لتوليد الطاقة ، وتطبيقها على المنطقة الأكثر رياحاً ، وحساب صافي الطاقة السنوية المنتجة من توربينات الرياح في المزرعة والتي تشمل خمسة فيستا V90 نوع توربينات الرياح (2.0 ميجاوات) تقدر بـ 48.24 جيجاوات ساعة.

الكلمات المفتاحية: طاقة الرياح، إنتاج الكهرباء، واسب، الجزائر.

Abstract: The objective of this work is to evaluate the monthly and annual production of electricity from wind energy by the WAsP program in Algeria.

In this work we used hourly data of wind speed and direction collected between (1999-2008) at a standard height of 10m from the ground at meteorological stations located 16 sites in Algeria to estimate wind potential at a height of 30m and 50m.

Then we conducted a detailed assessment of electricity production in Annaba, which is located on the northeast coast of Algeria, this assessment begins with a monthly and annual hourly statistical study of wind potential, speed data of the wind at 10 m height collected during the period (2006-2015), The geographical coordinates of the meteorological stations which were taken by the National Meteorological Office (ONM).

We used three commercial wind turbines of the same rated power (2MW) were technically chosen to evaluate the best turbine for power generation, and apply them to the windiest area, calculating the annual net energy produced of the farm wind turbine which includes five Vestas V90 type wind turbines (2.0 MW) is estimated by 48.24 GWh.

Keywords: Wind energy, Electricity production, Wasp, Algeria.

Résumé : L'objectif de ce travail est d'estimer la production mensuelle et annuelle d'électricité de source éolienne en Algérie.

Dans un premier temps nous avons utilisé les données horaires de direction et la vitesse du vent collectées entre (1999 et 2008) à une hauteur standard de 10 m du sol aux stations météorologiques situés 16 sites dans l'Algérie pour évaluer le potentiel éolien à une hauteur de 30m et 50m du sol

Ensuite, nous avons mené une évaluation détaillée de la production d'électricité à Annaba (Algérie), cette évaluation commence par une étude statistique horaire mensuelle et annuelle de potentiel éolien, ces données collectées au cours de la période (2006-2015), les coordonnées géographiques des stations météorologiques qui ont été prise par l'Office météorologique national (ONM).

On a utilisé trois éoliennes commerciales de même puissance nominale (2MW) étaient techniquement choisis pour évaluer la meilleure turbine pour la production d'électricité, et applique-les à la zone la plus venteuse, en calculant l'énergie produite nette annuelle de la ferme éolienne qui comprend cinq éoliennes de type Vestas V90 (2.0 MW) est estimé par 48.24 GWh.

Mots clés : Énergie éolienne, production d'électricité, WAsP, Algérie.

Sommaire

Introduction générale	13
Bibliographies	15
Chapitre I: Vent et L'atmosphère	16
I-1-Introduction	17
I-2- Origine de vent	17
I-2-1 Forces de pression	17
I-2-2 Force de Coriolis	17
I-2-3 Forces de frottement	17
I-2-4 Force gravitationnelle	17
I-3-Mesure de vent	18
I-3-1- Indicateurs écologiques	18
I-3-2- Anémomètre et girouette	19
I-3-3- Pylônes de mesure	19
I-3-4- Mesure du vent par télédétection	20
I-3-5-Rose des vents	21
I-4- Type de vents	22
I-4-1-Vents géostrophique	22
I-4-2-Vents régionaux et locaux	22
I-4-3- Vents de surfaces	22
I-5- Caractéristique du vent	22
I-5-1- Variabilité temporelle	22
I-5-2- Variabilité spatiale	23
I-5-3- Influence thermique(les brises)	23
I-5-3-1 Brises de mer et terre	23
I-5-3-2 Brises en montagne	23
I-5-4- Influence mécanique	24
I-5-4-1 Influence de la topographie locale	24
I-5-4-2 Rugosité du sol	25
I-5-4-3 Longueur de la rugosité	25
I-6- Présentation de l'atmosphère	25
I-6-1-Définition	25
I-6-2-Structure verticale de l'atmosphère	26
I- 6-2-1 La Troposphère	27
I-6-2-2 La Stratosphère	27
I-6-2-3 La Mésosphère	27
I-6-2-4 La Thermosphère	27
I-7- Couche limite atmosphérique	28
I-7-1 Définition	28
I-7-2 Structure de la couche limite atmosphérique	29
I- 7-2-1 Couche d'Ekman	29
I-7-2-2 Couche de surface	29
I-7-2-3 Sous-couche rugueuse	29

I-8-Conclusion	30
Bibliographies	31

Chapitre II: Technologie de L'énergie Eolienne **32**

II-1-Introduction	33
II-2- Définition	33
II-3- Historique	34
II-4- Domaines d'application des éoliennes	35
II-4-1- Éolienne de pompage mécanique	36
II-4-2- Éolienne de pompage électrique	36
II-5- Fermes éoliennes	36
II-5-1 Critères de sélection de l'emplacement des éoliens	37
II-6- Inconvénients et avantages de l'énergie éolienne	39
II-6-1 Avantages	39
II-6-2 Inconvénients	39
II-7- Classifications des éoliennes	39
II-7-1- Classifications des éoliennes selon la taille	39
II-7-2- Classifications des éoliennes selon le principe de fonctionnement	40
II-7-2-1 Éolienne à axe vertical	40
II-7-2-2 Éoliennes à axe horizontal	41
II-8- Composantes et principe de fonctionnement d'une éolienne	42
II-8-1- Composantes d'une éolienne à axe horizontale	42
II-8-2- Principe de fonctionnement d'éolienne	43
II-8-2-1 Conversion de l'énergie par les pales	43
II-8-2-2 Accélération de la rotation avec le multiplicateur	43
II-8-2-3 Production électrique par le générateur	44
II-8-2-4 La conversion de l'énergie par le transformateur et le convertisseur	44
II-9- Courbes de puissance et coefficient de puissance	44
II- 9-1 Puissance moyenne utilisable par éolienne	47
II-9-2- Puissance électrique moyenne sortie par aérogénérateur	48
II-10-Conclusion	49
Bibliographies	50

Chapitre III: Détermination des Paramètres de Weibull et la Vitesse de Vent **52**

III-1-Introduction	53
III-2- Vitesse moyenne du vent	53
III-3- Potentiel éolien (gisement- éolien)	54
III-3-1 Énergie du vent	54
III-3-2 Puissance énergétique disponible	55
III-4- Modèles d'ajustement	55
III-4-1 Distribution de Weibull	55
III-4-1-1 Les paramètres de Weibull	57
III-4-1-1-a Méthode des moindres carrées (graphique)	57

III-4-1-1-b Méthode du maximum de vraisemblance	58
III-4-1-1-c Méthode de l'écart type	59
III-4-1-1-d Méthode de la variabilité du vent et de la vitesse moyenne	60
III-4-2 Distribution hybride de weibull	60
III-4-3 Distribution de Rayleigh	61
III-5- Extrapolation verticale des paramètres de weibull et la vitesse du vent	61
III-5-1 Extrapolation verticale de la vitesse du vent	61
III-5-1-1 Loi Log-linéaire	62
III-5-1-2 Loi logarithmique	63
III-5-1-3 Loi de puissance	63
III-5-2 Extrapolation verticale des paramètres de Weibull	64
III-5-2 -1-Modèle de justus et mikhail	64
III-5-2 -2-Modèle de Justus modifié par Poje	64
III-5-2 -3-Modèle de Mikhail modifié	65
III-5-2-4- Modèle de « all et Spéra »	65
III-6-Énergie produite par la ferme	66
III-6-1-Coût de l'énergie éolienne	67
III-7-Conclusion	68
Bibliographies	69
Chapitre IV: Résultats et Interprétations	71
IV-1- Introduction	72
IV-2- Wind Atlas Analysis And Application Program	72
IV-3-Données utilisées par le WAsP	72
IV-3-1-Données du vent	73
IV-3-2-Données des obstacles	73
IV-3-3-Cartes topographiques	75
IV-4-Emplacement des éoliennes	77
IV-5-Application générale aux sites algériens	78
IV-5-1- Régions à l'étude	78
IV-5-2- Estimation des paramètres de Weibull	78
IV-6-Production d'électricité à partir de l'énergie éolienne	82
IV- 6-1- Les données	82
IV-6-2-Étude statistique	83
IV-6-2-1 Etude annuelle	83
IV-6-2-2 Etude mensuelle (2006-2015)	85
IV-6-2-3 Etude horaire	87
IV-6-3- Établissement les cartes de la rugosité de vent	89
IV-6-4- Choix du site et de l'aérogénérateur pour la production électrique	90
IV-6-5-Évaluation du coût de production d'électricité	94
IV-7-Conclusion	95
Bibliographies	97
Conclusion générale	98

Liste des Tableaux

Chapitre I : Vent et L'atmosphère

Tab. I-1: Facteurs de rugosité Z_0	26
Tab. I-2: Divers gaz dans l'atmosphère	26

Chapitre II: Technologie de l'énergie éolienne

Tab. II -1: Classification des éoliennes	40
--	----

Chapitre III: Détermination des Paramètres de Weibull et la Vitesse de Vent

Tab. III -1: Expressions de vitesse moyenne et la variance selon le modèle de Weibull	60
Tab. III -2: Expressions de la vitesse moyenne et la variance selon le modèle d'hybride Weibull et Rayleigh	61
Tab. III -3: Le coût spécifique des éoliennes suivant la puissance nomina	68

Chapitre IV: Résultats et Interprétations

Tab. IV-1: Caractéristiques de la surface du terrain	76
Tab. IV-2: Coordonnées géographiques des différentes régions étudiées	79
Tab. IV-3: Estimation des paramètres de Weibull, la vitesse moyenne et de la densité de puissance pour les différents sites à 10 m de hauteur	80
Tab. IV-4: Estimation des paramètres de Weibull, la vitesse moyenne et de la densité de puissance pour les différents sites à 30 m de hauteur	81
Tab. IV-5: Estimation des paramètres de Weibull, de la vitesse moyenne et de la densité de puissance pour les différents sites à 50 m de hauteur	82
Tab. IV-6: Coordonnées géographiques de la station météorologique d'Annaba	83
Tab. IV-7: Caractéristiques moyennes annuelles du vent 10 m du sol d'Annaba	84
Tab. IV-8 : Variation annuelle des paramètres de Weibull, des vitesses moyennes et des densités de puissance moyenne à Annaba	84
Tab. IV-9 : Variation mensuelle des paramètres de Weibull, de la vitesse moyenne et de la densité de puissance pour le site d'Annaba	86
Tab. IV-10: Variation horaire des paramètres de Weibull et de la vitesse moyenne pour le site d'Annaba	88
Tab. IV-11: Caractéristiques techniques des trois aérogénérateurs considérés dans la zone étudiée	92
Tab. IV-12: Caractéristiques annuelle de la ferme des trois turbines considérées dans le douar des Ouled Atia	92
Tab. IV-13: Production énergétique mensuelle et annuelle du parc simulé au niveau de la zone étudiée	93
Tab. IV-14: Caractéristiques technico-économiques de ferme éolienne simulée de la zone étudiée	94

Liste des Figures

Chapitre I: Vent et L'atmosphère

Fig. I-1 : Effet de la force de Coriolis sur la direction des vents	18
Fig. I-2 : Ensemble anémomètre girouette	19
Fig. I-3 : Schéma général de système Lidar avec principe de la mesure	21
Fig. I-4 : Rose des vents	21
Fig. I-5 : Brises de mer et terre	24
Fig. I-6 : Brise de pente montante	24
Fig. I-7: Brise de pente descendante	25
Fig. I-8 : Structure de l'atmosphère	28
Fig. I-9 : Structure de la troposphère	29
Fig. I-10: Structure de la couche limite atmosphérique	30

Chapitre II: Technologie de L'énergie Eolienne

Fig. II-1 : Transformation de l'énergie du vent	33
Fig. II-2 : Première éolienne crée par Charles et Brush	34
Fig. II-3 : Éolienne de Poule La Cour	34
Fig. II-4 : Éolienne de Darrieus	35
Fig. II-5 : Systèmes éoliens pour le pompage de l'eau	37
Fig. II-6 : Ferme éolienne	37
Fig. II-7 : Éoliennes à axe vertical	40
Fig. II-8: Technologie éolienne à axe horizontal	41
Fig. II-9: Composants d'une éolienne à axe horizontal	42
Fig. II-10: Principe d'exploitation de l'énergie éolienne	44
Fig. II-11: Coefficient de Puissance	46
Fig. II-12: Coefficient de Puissance de différents types d'éoliennes	47
Fig. II-13: Courbe de la puissance utile	49

Chapitre III: Détermination et l'Extrapolation Verticale des Paramètres du Weibull et la Vitesse du Vent

Fig. III-1: Abaissement successif de l'énergie éolienne	54
Fig. III-2: Histogramme de vitesse du vent ajusté par la distribution de Weibull	56
Fig. III-3: Variation du facteur de forme et paramètre d'échelle en fonction de vitesse de vent	62

Chapitre IV: Résultats et Interprétations

Fig. IV-1: Organigramme de WASP pour l'estimation de la production d'électricité éolienne	73
Fig. IV-2: Étapes de détermination des paramètres de Weibull sur le Logiciel WASP	74
Fig. IV-3 : Données des obstacles.	74
Fig. IV-4 : Étapes de détermination et de création des obstacles sur le WASP	75
Fig. IV-5 : Carte topographique avec rugosité	76
Fig. IV-6 : Étapes pour l'élaboration d'une carte des vents sur le logiciel WASP	77
Fig. IV-7 : Disposition des éoliennes sur la carte de la production énergétique	78
Fig. IV-8 : Répartition des stations météorologiques étudiées sur le territoire algérien	80
Fig. IV-9 : Evolution de la vitesse moyenne du vent pour les différents sites à 10, 30 et 50m de hauteur	82
Fig. IV-10: Rose des vents pour la station d'Annaba	83
Fig. IV-11: Histogramme annuelles de la vitesse du vent pour la station d'Annaba à 10 m du sol	83
Fig. IV-12: Variation annuelle de la vitesse moyenne et du paramètre de forme pour le site d'Annaba	85
Fig. IV-13: Roses des vents mensuelle à 10m de hauteur pour le site d'Annaba	86
Fig. IV-14: Variation mensuelle de la vitesse moyenne et du facteur de forme à 10m de hauteur pour le site d'Annaba(2006-2015)	87
Fig. IV-15: Variation horaire de la vitesse moyenne et du facteur de forme pour le site d'Annaba	88
Fig. IV-16: Cartographie de la rugosité de la région d'Annaba	89
Fig. IV-17: Cartographie de la rugosité de la région d'Annaba synchronisée avec une carte Google Earth	90
Fig. IV-18: Carte de vent de la zone choisi du site d'Annaba à 10 m de hauteur avec une résolution de 300 m	90
Fig. IV-19: Carte du vent de la zone choisi du site d'Annaba à 10 m de hauteur avec une résolution spatiale de 100 m	91
Fig. IV-20: Disposition des éoliennes sur la carte de la vitesse annuelle, au niveau de la zone de douar des Ouled Atia à 10m de hauteur	93

Nomenclature

Symbole	Définition	Unité
A	Surface de la section des pales	[m ²]
C	Facteur d'échelle	[m/s]
\dot{m}	Débit massique d'air	[kg/s]
P	Densité de puissance	[W/m ²]
P_m	Puissance théorique totale	[W]
P_{m1}	Puissance théorique récupérable	[W]
P_n	Puissance nominale	[W]
P_r	Puissance récupérable (pratiquement)	[W]
P_u	Puissance utile (totale)	[W]
V_0	Vitesse à l'instant t_0	[m/s]
V_m	Vitesse moyenne	[m/s]
V	Vitesse instantanée	[m/s]
V_{flu}	Vitesse de fluctuation	[m/s]
V_1	Vitesse mesuré au niveau du mât de mesure	[m/s]
V_2	Vitesse qu'on veut calculer	[m/s]
V_{am}	Vitesse en amont	[m/s]
V_{av}	Vitesse en aval	[m/s]
V_h	Vitesse du vent horizontal	[m/s]
V_n	Vitesse nominale	[m/s]
V_d	Vitesse de démarrage	[m/s]
V_a	Vitesse d'arrêt	[m/s]
V_u	Vitesse utile moyenne	[m/s]
u^*	Vitesse de friction	[m/s]
V_i	Vitesse du vent à un instant i	[m/s]
Z_1	Hauteur de référence	[m]
Z_2	Hauteur à désirant calculer	[m]
K_1	Facteur de forme de référence	[-]
K_2	Facteur de forme à désirant calculer	[-]
C_1	Facteur d'échelle de référence	[m/s]
C_2	Facteur d'échelle à désirant calculer	[m/s]
z_h	Altitude	[m]
n_m	Durée de vie de la machine	[ans]
E_c	Energie cinétique de vent	[J]

m	Masse d'air	[kg]
z_r	Hauteur de référence (10m)	[m]
$f(V)$	Densité de probabilité	[-]
K	Facteur de forme	[-]
Z_0	Longueur de rugosité	[m]
$F(V)$	Fonction de distribution	[-]
L_v	Fonction vraisemblance	[-]
S	Valeur de récupération	[-]
d	Nombre de jours	[-]
C_p	Coefficient de puissance	[-]
I	Coût d'investissement	(\$)
C_{OMR}	Coût d'exploitation	(\$)
C_f	Facteur de capacité	[-]
r	Taux d'intérêt	[-]
i	Taux d'inflation	[-]
a, b, m	Variables	[-]
z_g	Moyenne géométrique	[m]
m_c	Exposant	[-]
n	Exposant friction (Hellman)	[-]

Abréviations

CLA	Couche limite atmosphérique	
CPU	Cout énergétique unitaire	[$\frac{(\$)}{KWh}$]
Nhf	Nombre d'heures de fonctionnement	[heurs]
NET AEP	Energie nette produite par la ferme	[GWh]
ONM	Office nationale de métrologique	
PVC	Valeur actuelle des couts	(\$)
Wake loss	Effet de sillage	[-]

Lettres grecques

σ	Variance	[-]
η	Rendement global de la machine	[-]
ρ	Densité de l'air	[kg/m ³]
Γ_n	Fonction gamma	[-]
α_0	Variable	[-]
λ	Vitesse réduite	[m/s]
Ψ_m	Fonction de stabilité	[-]

Introduction générale

Introduction générale

L'électricité est une énergie vitale de base dont la consommation évolue d'année en année. Par exemple, au cours du siècle dernier, avec la disponibilité de sources d'énergie telles que l'énergie nucléaire et le charbon, elles ont été rapidement exploitées au détriment des énergies renouvelables. De plus, l'exploitation limitée des ressources naturelles et au fil du temps a poussé les pays développés et émergents à se replier vers les énergies propres [1]. L'énergie éolienne rassemble parfois à une source énergie renouvelable plus prometteuse qui peut être utilisée pour remplacer les hydrocarbures. Cependant, en raison de la nature volatilité du vent, il ne peut être considéré que comme une source supplémentaire, et non de remplacement des solutions conventionnelles. Actuellement, de nombreux pays s'orientent résolument vers l'éolien [2].

Selon le "GWEC"(Global-Wind-Energy-Council), l'énergie éolienne est susceptible, avec les réductions continues les coûts de production dans ce secteur, d'augmenter au cours des 2001 à 2016 énergie supplémentaires. Au début 2021, la puissance éolienne installée pourrait atteindre 817.0 GW, soit 67,80% de plus qu'à fin 2016. La Chine devrait continuer à dominer le marché de l'éolien. Le "GWEC" estime que la technologie continuera de s'améliorer et de dépasser sa base européenne au cours des dix ans prochaines [3].

Aujourd'hui, l'Algérie est entrée dans une nouvelle phase de l'utilisation des énergies renouvelables, avec un programme relatif gouvernemental fonctionnant sur 22GW d'électricité de sources renouvelables en 2030. L'éolien représente le deuxième chemin de développement après l'énergie solaire, la production qui atteindra environ 1.0 GW à 2020 et 5.0GW en 2030 [4].

De plus, pour parler d'un gisement d'énergie éolienne, nous avons besoin de définir le phénomène du vent qui représente le mouvement de l'air présent dans l'atmosphère. D'autre part, le vent est caractérisé par son changement temporel et spatial [5].

Pour cela, il faut donc bien mesurer ses paramètres, pour évaluer le potentiel éolien. Les études sur le gisement éolien réalisées en Algérie sont établies avec des données appartenant à "l'Office national de la météorologie".

En Algérie, des travaux ont été publiés pour étudier le potentiel et créer une carte de vent, qui représente la base nécessaire pour estimer le potentiel éolien, qui sont passées par plusieurs étapes comme suit:

En 2000, la carte de vent a été établie par Kasbadji.M [1], en utilisant les données de Hamouch [6]. La carte a été révisée par Kasbadji. M en 2006 [7]. En 2011, Chellali et al[8], ont contribué à la mise à jour de la carte des vents en utilisant 37 sites de mesure à l'échelle nationale. En 2013, Sidi Mohamed Boudia a présenté sa thèse de doctorat, il a travaillé avec 63 sites à l'intérieur de l'Algérie, et 24 sites dans les pays voisins [9]. En 2018, CDER a annoncé un nouvel atlas éolien d'Algérie basé sur les données de vitesse enregistrées pendant 10 ans entre 2004 et 2014 dans 74 stations météorologiques de l'"ONM" et 21 stations différentes régions des pays voisins [5].

Notre étude porte sur le potentiel éolien en évaluant cette énergie renouvelable est influencée par les données de vent (direction -vitesse), les groupes d'obstacles autour du mât de mesure, la topographie du terrain ainsi que la présence des régions voisines à caractéristiques rugueuses. L'utilisation d'outils et de logiciels numériques tels que le WAsP et le WindSim reste donc une solution pour la cartographie.

nous analyserons le potentiel éolien dans plusieurs régions d'Algérie avec des données enregistrées durant la période 1999-2008, et afin d'évaluer la production d'électricité en Algérie, nous choisirons le site d'Annaba, car nous avons obtenu les données les plus récentes liées à cette région au cours de la période 2006-2015, les coordonnées géographiques de la station météorologique de l'Office national météorologique "ONM", en utilisant le logiciel "WasP", "Wind Atlas Analysis and Application Program".

Le travail présenté est réparti comme suit :

Le premier chapitre, nous présenterons les caractéristiques des vents ainsi que la structure de l'atmosphère dans laquelle ils se produisent et leurs fluctuations temporelles.

Le deuxième chapitre contiendra les généralités du dispositif qui convertit l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Nous présenterons ses différents composants, ses caractéristiques et son rôle dans la production d'énergie. Le troisième chapitre traitera la présentation des modèles qui utilisent des paramètres du vent pour actualiser la carte des vents. La détermination de la vitesse du vent par l'extrapolation verticale pour connaître l'effet de la hauteur de mât de mesure sur les paramètres de Weibull. Le dernier chapitre comprend une grande partie de travail utilisant le WAsP pour étudier le potentiel éolien dans la région d'Annaba.

Enfin on termine par une conclusion où les synthèses des travaux sont mentionnées.

Bibliographies

- [1] N. Kasbaji Merzouk, Wind energy potential of Algeria. *Renewable Energy* 21 (2000) 553–62.
- [2] M. Djamai, NK. Merzouk. Wind farm feasibility study and site selection in Adrar, Algeria. *Energy Procedia* 6 (2011) 136–42.
- [3] Unprecedented victory for renewables over fossils fuels in Chile, Site de Mainstream Renewable Power.
- [4] CREG (2015). Programme des Développements de l'énergie Renouvelable 2015-2030, <<http://www.Creg.Gov.dz/image/storie/PDF/> .
- [5] H. D Nedjari, S. K Haddouche, A. Balehouane, O. Guerri, Optimal windy sites in Algeria: Potential and perspectives *Energy* 147 (2018) 1244–55.
- [6] R. Hammouche. Atlas Vent de l'Algérie. Office des Publications Universitaires (OPU), Algiers (1990).
- [7] N. Kasbadji Merzouk. Evaluation du gisement énergétique éolien contribution à la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie. Doctorat en Physique, Université de Tlemcen,(2006).
- [8] F. Chellali, A. Khellaf, A Belouchrani, A Recioui. A contribution in the actualization of wind map of Algeria. *Renew Sustain Energy Rev* 15(2011) 993–1002.
- [9] S.M. Boudia, Optimisation de l'Évaluation Temporelle du Gisement Énergétique Éolien par Simulation Numérique et Contribution à la Réactualisation de l'Atlas des Vents en Algérie (En Physique Energies Renouvelables) , Université de Tlemcen;(2013).

Chapitre 1

Le vent et l'atmosphère

I-1-Introduction

Dans ce chapitre, nous parlerons la notion de vent, ses caractéristiques (variabilité spatiale-temporelle) qui concerne particulièrement la variation verticale et horizontale de la vitesse du vent, et comment le mesurer. Nous présentons également les influences mécaniques et thermiques sur le vent et nous terminerons par une définition générale de l'atmosphère avec ces différentes couches.

I-2-Origine du vent

L'atmosphère est un mélange de particules liquides ou de solides et de gaz. La composition de ce mélange est constante jusqu'à une altitude de 85 km.

La méthode d'absorption de rayonnement solaire est très différente à cause de la sphère terrestre. La température d'absorption aux pôles est donc très inférieure à celle absorbée à l'équateur. Le déplacement d'une latitude à une autre crée un changement de température et des différences de densité des masses d'air, ce déplacement nommé vent [1].

Le déplacement de l'air "vent", obéi à l'effet de quatre forces, qui sont [2]:

I-2-1 Forces de pression : Ces forces créent le mouvement des masses d'air formant le vent. Ils résultent des différences de pression locales dues aux différences de température, ainsi que des influences océanique et continentales. Ils sont orienté verticalement de la haute pression à la basse pression

I-2-2 Force de Coriolis : elle est proportionnelle et perpendiculaire à la vitesse du vent, orienté à l'est dans l'hémisphère nord et à l'ouest dans l'hémisphère sud, et elle est liée à la rotation de la terre sur lui, (voir figure. I-1).

I-2-3 Forces de frottement: Ces forces reflètent le frottement turbulent de l'air sur le sol.

I-2-4 Force gravitationnelle: c'est le résultat de l'attraction des objets ; cette force interfère à travers la masse massive de la Terre. Il se dirige vers le centre de la Terre [3].



Fig. I-1: Effet de la force de Coriolis sur l'écoulement de vent

I-3-Mesure de vent

Il faut analyser la vitesse et la direction du vent sur une échelle de temps, le mot « direction du vent » quand on en parle signifie « d'où vient le vent ». L'ouest est le vent qui souffle de l'ouest, et le nord est le vent qui souffle du nord, et sa direction est donnée à l'aide de la girouette.

La composante horizontale du mouvement de l'air en un point et un temps donnés est regroupée par direction ; elle atteint également une vitesse mesurée appelée "vitesse du vent". Elle est généralement mesurée en mètres par seconde (m/s), en kilomètres par heure (km/h), mais aussi en nœuds, interpolés entre ces différentes unités selon la relation suivante :

$$1\text{m/s}=3,60\text{km/h}=1,940 \text{ nœud.}$$

Les données du vent provenant d'une station météorologique à proximité, peuvent aider à mieux comprendre le spectre du vent pour un site, mais pour une analyse précise, la vitesse et la direction du vent d'un site spécifique doit être mesurée à l'aide d'appareils fiables et précis tel que les anémomètres [4-5].

I-3-1 Indicateurs écologiques

Parmi les indicateurs écologiques on peut citer par exemple :

- Dune de sable : ces grains collectés et transportés par le vent, déposés lorsque la vitesse de vent devient faible
- les arbres peuvent être déformés en raison de la force du vent, l'intensité et la nature de ces déformations dépend de la force du vent [6].

I-3-2 Anémomètre et girouette

Les mesures du vent sont obtenues à l'aide des capteurs. Certains sont exposés aux éléments, comme les anémomètres, les girouettes et les jauges pluviométriques. D'autres sont regroupés dans des abris pour mesurer les caractéristiques uniques des masses d'air comme les thermomètres et les hygromètres. Ainsi, dans les organismes météorologiques, les études sont effectuées toutes les heures [7] en utilisant différents capteurs. Notre travail s'appuie sur la recherche éolienne et se propose de définir les dispositifs utilisés pour mesurer la vitesse et la direction du vent.

Les anémomètres reliés à des stations météorologiques sont utilisés pour mesurer la vitesse du vent. Généralement, l'anémomètre est utilisé avec des coupelles. Il est constitué de trois demi-coquilles disposé à un angle de 120 degrés sur un plan horizontal, monté verticalement ; La vitesse de l'anémomètre est proportionnelle à la vitesse du vent. De plus, la fonction principale de l'anémomètre est liée à la deuxième fonction qui est la mesure de la direction du vent par un anémomètre relatif (figure I -2) [6].



Fig. I-2: Ensemble anémomètre et girouette

I-3-3 Pylônes de mesure

Les données de vent disponibles ont été collectées dans toutes les régions du monde et plus particulièrement dans les agglomérations. La population se rassemble dans des zones protégées des tempêtes et des intempéries ; Ainsi, les données fournies par l'aéroport, la base militaire et la station météorologique ne représentent pas toujours les vents soufflant dans les zones particulièrement vulnérables, car la capacité de vent peut être sous-estimée dans certaines zones.

Par conséquent, il est nécessaire d'installer des mâts appropriés pour mesurer les paramètres du vent. Par conséquent, la règle de dégagement classique de "l'OMM"

"Organisation Météorologique Mondiale" est de placer le capteur à 10m, au-dessus du sol, et la zone ouverte doit répondre aux critères suivants [8]:

- Les pylônes ne doit pas être installés à une distance inférieure à dix fois la hauteur de l'obstacle.
- Si la largeur de l'angle est inférieure à 10 degrés, l'objet n'est pas un obstacle.
- Les obstacles ne doivent pas dépasser une hauteur de 5,5 m avec un diamètre de 100 m autour du pylône.
- Si la hauteur est inférieure à deux mètres, un obstacle peut être négligé.
- Les changements de relief dans un rayon de 100m sont également considérés comme un obstacle. Le capteur doit être placé au moins 15 fois la largeur d'un obstacle mince (mât, arbre mince) d'une hauteur supérieure à 8,0 m [8].

I-3-4 Mesure du vent par télédétection

Le "SODAR" (SONic Detection And Ranging) est un instrument de mesure à distance pour la mesure météorologique. Les données atmosphériques sont mesurées à la vitesse du son. Les mesures sont réalisées par des signaux acoustiques rayonnants dont les échos sont analysés pour évaluer la vitesse et la direction du vent, ainsi que la turbulence atmosphérique [9].

De même, le "LIDAR" (Light Détection And Ranging) utilise un faisceau laser pour analyser l'évolution du vent. Semblable à "SODAR", un rayon conique tridimensionnel est envoyé dans l'atmosphère. Pour déterminer la nature du vent, on mesure le décalage Doppler du rayonnement laser diffusé dans l'atmosphère [10].

Les mesures "LIDAR" et "SODAR" permettent d'analyser du profil de vent à différentes altitudes et sur toute la surface. Ceci est encore plus intéressant pour les projets impliquant de grandes éoliennes à rotor à haute altitude.

La technologie de mesure par télédétection intéresse davantage les experts du secteur éolien, mais l'utilisation de mâts est essentielle lors du développement d'un projet. Les mesures "SODAR" et "LIDAR" sont couramment utilisées pour compléter les données collectées depuis la tour. Ils permettent d'affiner les données existantes en améliorant le profil de vent d'une zone donnée [11].

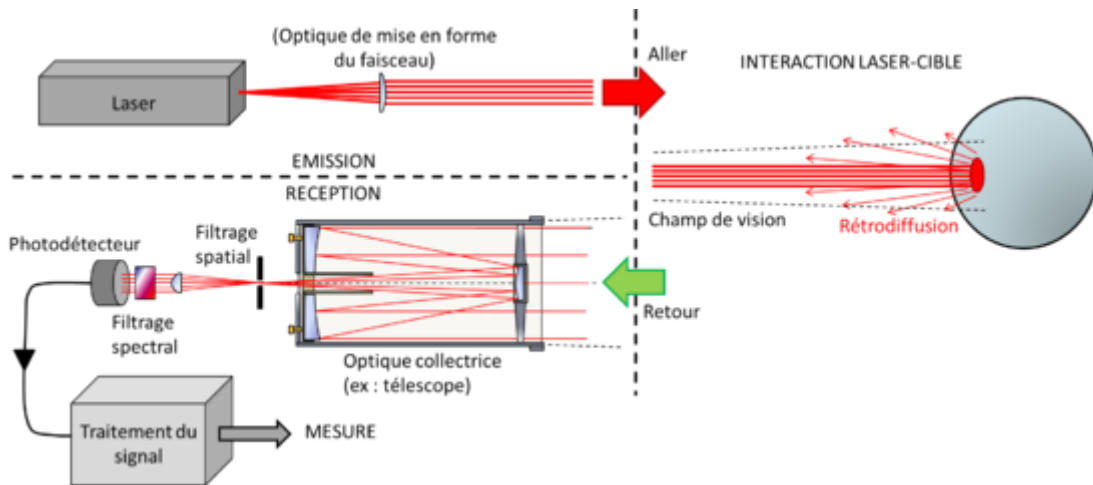


Fig. I-3 : Schéma général de système Lidar avec principe de la mesure [12]

I- 3-5 Rose des vents

Les mesures de vent peuvent être présentées à l'aide de roses des vents (figure I.4), qui divise l'horizon en section angulaire. Pour chaque section, sont présentés :

- La fréquence, le pourcentage de temps pendant lequel le vent souffle dans la section.
- Vitesse du vent moyenne multipliée par sa fréquence [13].

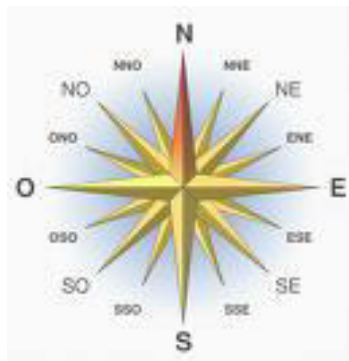


Fig. I-4: Rose des vents [13]

Les roses des vents varient d'une région à l'autre, et forme une sorte d'empreinte climatique.

Pour deux zones adjacentes, elles sont souvent similaires. Pour cette raison, la détermination de la direction du vent par interpolation à partir des roses trouvées dans les villes voisines est souvent assez fiable. Cependant, ces estimations sont souvent insuffisantes dans le cas de terrains complexes. Dans tous les cas, la rose des vents n'est pas liée à la vitesse réelle du vent, mais à la distribution relative de la direction du vent.

I-4- Type de vents

Le vent a des caractéristiques très particulières. En réalité, il existe trois types de vent : le vent géostrophique, le vent de surface et le vent régional.

I-4-1 Vents géostrophiques

Les vents causés par les différences de température dues au réchauffement inégal de l'atmosphère sont appelés vents géostrophiques ou globaux, ces vents affectent les hautes altitudes, qui se composent de deux forces, la force de Coriolis et la pression [3].

I-4-2 Vents régionaux et locaux

Les changements de vitesse et de direction du vent à des altitudes d'environ 100 m sont très importants pour les applications de transformation de l'énergie éolienne [14].

Les vents locaux sont dus dans des conditions régionales particulières ; la différence de température entre les surfaces terrestre et marine; la force de pression et la force de frottement peuvent donner naissance à des vents locaux [15].

I-4-3 Vents de surfaces

Les vents sont plus faibles en surface qu'en haute altitude. Tout cela est causé par les effets de la rugosité du terrain. Obstacles naturels ou artificiels [16].

I-5- Caractéristiques du vent

Le vent est caractérisé par les grandeurs: la direction et la vitesse.

Une des caractéristiques principales des vents de surfaces, est leur très grande variabilité, aussi bien temporelle que spatiale [17].

I-5-1 Variabilité temporelle

Le vent est une source d'énergie instable en raison des changements momentanés de vitesse et de direction dans le temps. En réponse à ces changements, la puissance et l'énergie disponibles sur le site étudié varient. Dans ce cas, nous classons trois types de fluctuation:

- fluctuation haute fréquence : La vitesse fluctue de 2 m/s ou plus pendant environ 10 secondes à « variation par seconde ou plus ».
- Fluctuation de fréquence moyenne : Elle est déterminée par le taux journalier ou horaire.
- Fluctuation peu fréquente : Liée à la fluctuation saisonnière et mensuelle [1].

I-5-2 Variabilité spatiale

Le vent varie dans l'espace, d'un endroit à un autre, concerne principalement la variation horizontale et verticale de la vitesse du vent, nous distinguons, deux types de fluctuation spatiale:

- fluctuations spatiales régionales: c'est aussi la région qui dépend de la latitude comme de l'ensoleillement et du relief (géographie et physique).
- fluctuations spatiales locales: prend en compte les obstacles, la topographie et de la rugosité du terrain [1].

I-5-3 Influence thermique "les brises"

I-5-3-1 Brises de mer et terre

C'est un phénomène qui se produit au niveau côtier, en fonction de la température du sol, qui est à peu près la même que la température de la mer au petit matin ; Par contre, à partir de 09h00 du matin, cette température commence à augmenter, l'air qui repose au sol devient plus léger et atteint les zones les plus élevées de l'atmosphère et est remplacé par l'air de la mer, donnant naissance à la brise de mer. Cela commence à diminuer vers 15h00 ou 16h00 et s'arrête vers 21h00. En ce moment le calme règne quelques heures. Par contre, la température sera plus élevée dans la mer, où un mouvement en sens inverse s'établit, et le vent souffle de la terre vers la mer. Et nous avons une brise de terre qui continue jusqu'au lever du soleil. (voir figure I.5).

Dans les zones montagneuses, le même phénomène se produit en raison de la différence de chaleur entre le sommet et la vallée [14].

I-5-3-2 Brises en montagne

Pendant la journée, les sommets ensoleillés se réchauffent plus rapidement que l'air de la vallée ou l'air sous les sommets. L'air froid monte sur la pente et l'air chaud descend dans la vallée, provoquant les vents de pente illustrés à la figure (I.6). La nuit, l'air au sommet est froid et s'écoule de la vallée (haute pression) vers le sommet (basse pression). Ce phénomène s'appelle une brise descendante, (voir figure I.7).

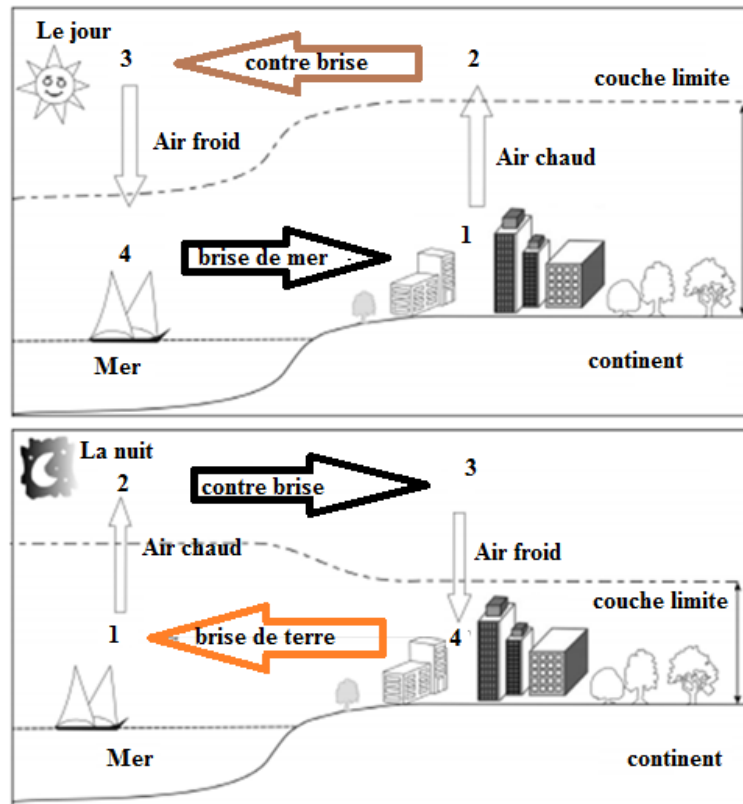


Fig. I-5: Brises de mer et terre [18]

I-5-4 Influence mécanique

I-5-4-1 Influence de la topographie locale

Dans la basse d'atmosphère, en dessous d'un kilomètre, la friction entre l'air et la surface affecte sur la vitesse du vent. Comme le contour d'un paysage, peut créer des turbulences et diminuer la productivité ou, à l'inverse, augmenter les effets d'accélération : effet de colline ou de tunnel. Les vitesses du vent sont nulles au sol et augmentent avec l'altitude [19]. De plus, les reliefs produisent un changement de la vitesse du vent [20].

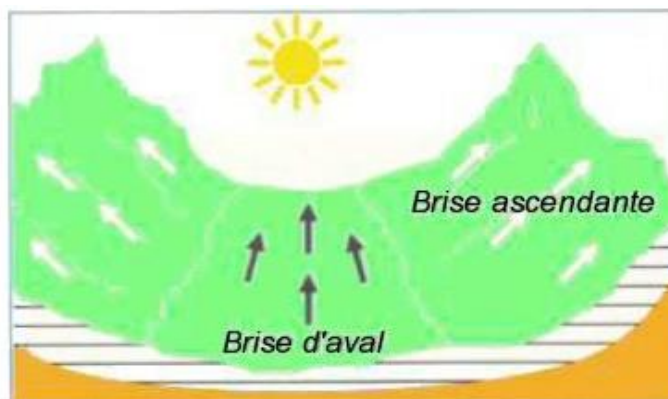


Fig. I-6: Brise de pente montante [15]



Fig. I-7: Brise de pente descendante [15]

I-5-4-2 Rugosité du sol

Les obstacles ralentissent la vitesse du vent ; les forêts, les montagnes et les grandes villes ralentissent considérablement le vent, alors qu'une piste d'atterrissage en béton n'a qu'un faible effet sur la vitesse du vent. La surface de la mer est moins rugueuse que la piste d'atterrissage ce qui affecte moins le flux d'air [21].

I-5-4-3 Longueur de la rugosité

C'est la hauteur au-dessus du sol Z_0 du plan auquel s'applique la condition de non-glissement. Pour chaque direction, cela dépend de l'uniformité du terrain, du type d'obstacles et de la distance à laquelle s'appliquent ces conditions [22]. Le tableau (I-1) rassemble les différentes classes et longueur de rugosité.

I-6-Présentation de l'atmosphère

I-6-1 Définition

L'atmosphère est une couche d'air qui forme des gaz et des poussières microscopiques qui entourent la terre. L'atmosphère terrestre est constituée de certaines couches gazeuses de particules en suspension (voir tableau I.2) L'épaisseur de l'atmosphère terrestre est de 1500 km [24]. Sa densité et sa température diminuent avec l'altitude. Du point de vue physique, l'atmosphère se comporte comme l'eau, car c'est un fluide. Cependant, la densité de l'atmosphère est inférieure à la densité de l'eau. De même, la capacité calorifique de l'air est beaucoup plus petite que la capacité calorifique de l'eau [25].

Tab. I-1: Facteurs de rugosité Z_0 [23].

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

Tab. I-2: Divers gaz dans l'atmosphère [26]

Gaz	Formule chimique	volume(%)
Azote	N_2	70,08%
Oxygène	O_2	20,95%
Vapeur d'eau	H_2O	0à4%
Argon	Ar	0,93%
Dioxyde de carbone	CO_2	0,0370%
Néon	Ne	0,0018%
Hélium	He	0,0005%
Méthane	CH_4	0,00017%
Hydrogène	H_2	0,00005%
Oxyde nitreux	N_2O	0,00003%
Ozone	O_3	0,000004%

I-6-2 Structure verticale de l'atmosphère

L'atmosphère est constituée de grandes parties (couches) selon la répartition verticale de température :

-la troposphère, la stratosphère, la mésosphère, la thermosphère et l'exosphère (voir Figure I-8).

Des zones séparent ces différentes grandes sections : la tropopause, la stratopause et la mésopause [27].

I-6-2-1 La Troposphère

La troposphère est la couche de l'atmosphère la plus proche de la Terre et son épaisseur varie. Elle est à 7 km des pôles, 18 km de l'équateur, et environ 13 km selon la saison. Sa température baisse de 6,5°C tous les km d'altitude.

I-6-2-2 La Stratosphère

La stratosphère se situe au-dessus de la couche troposphère. Où se trouve la couche d'ozone. Cette dernière absorbe la plupart des rayonnements ultraviolets solaires nocifs pour les êtres vivants. Cette absorption libère de l'énergie sous forme de chaleur, c'est pourquoi les températures augmentent à des altitudes de la stratosphère.

Les mouvements de l'air créent un environnement beaucoup plus calme que la basse troposphère.

I-6-2-3 La Mésosphère

La mésosphère est au-dessus de la stratosphère. Il est partiellement ionisé pendant la journée. Dans cette couche, la température recommence à redescendre jusqu'à 80°C à une altitude d'environ 80 km. La poussière et les particules (météores) de l'espace brûlent lorsqu'elles pénètrent dans la mésosphère en raison du frottement de l'air [22].

I-6-2-4 La Thermosphère

La thermosphère est considérée comme la plus élevée de l'atmosphère. Dans cette couche, la température augmente avec l'altitude. Il est ionisé toute la journée. La thermosphère atteint des centaines de kilomètres à des altitudes allant jusqu'à 800 km au-dessus du niveau de la mer et disparaît lentement dans l'espace. La thermosphère est la région proche de l'aurore et des polarités qui forment l'aurore. En raison du manque d'air, la pression sera proche de zéro.

L'ionosphère au bas de la thermosphère réfléchit les ondes courtes. Ces ondes émises par l'émetteur sont réfléchies par l'ionosphère et renvoyées vers la Terre. La région entre la "mésosphère" et la "thermosphère" est appelée la mésosphère et la couche la plus froide de l'atmosphère.

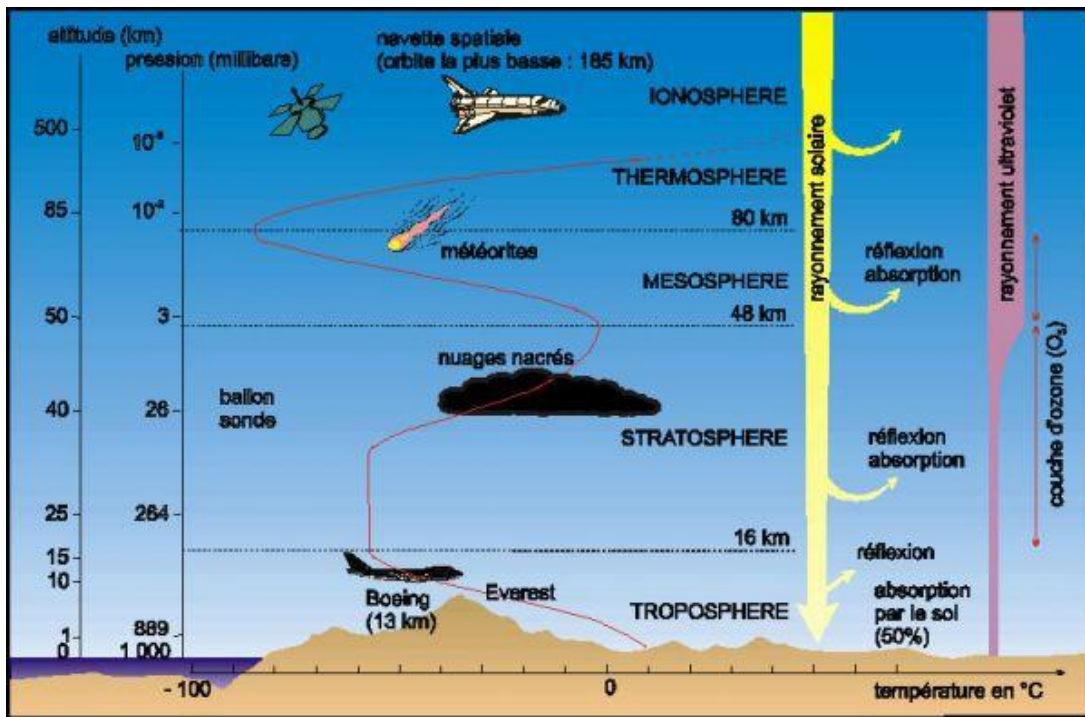


Fig. I-8: Structure de l'atmosphère [20]

-L'exosphère : localisée au-dessus de la "thermosphère", c'est l'espace de circulation des navettes spatiales de moyenne portée, météorologiques et des satellites de télécommunications.

Notre travail se situe dans la couche atmosphérique appelée « troposphère », en particulier la couche limite atmosphérique (CLA), où les éoliennes dépassent de temps à autre de grandes hauteurs ; suivra les caractéristiques structurelles de la "CLA", comme donné dans la figure (I.9).

I-7-Couche limite atmosphérique

I-7-1 Définition

La notion de la couche limite a été utilisée par "Ludwig Prandtl" en 1904 après la théorie de la couche limite pour déterminer l'écoulement d'un fluide à proximité d'une paroi. La Couche Limite Atmosphérique est définie comme la région de l'atmosphère où l'écoulement des fluides est directement influencé par l'interaction avec la surface de la terre. C'est un lieu d'échange d'énergie entre la surface de la terre et l'atmosphère.

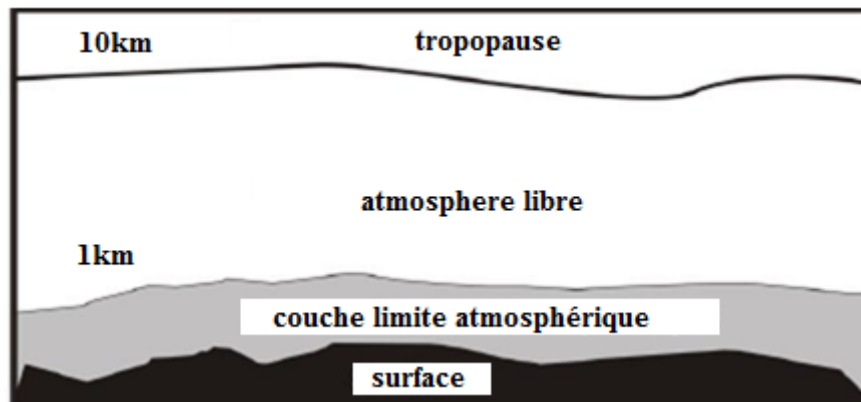


Fig. I-9: Structure de la troposphère [2]

La hauteur du CLA varie de quelques dizaines de mètres (dans le cas d'une atmosphère stratifiée) à plusieurs kilomètres (avec des phénomènes convectifs dans une atmosphère instable), en fonction de la vitesse du vent, de la rugosité de surface et de l'ensoleillement local [28-29].

I-7-2 Structure de la couche limite atmosphérique

La couche limite atmosphérique peut être divisée en trois sous-couches (voir I-Figure I.10)

I-7-2-1 Couche d'Ekman

C'est le sommet du CLA. Dans cette région, la structure du champ de vent agit sur le frottement de surface, les forces de Coriolis et la stratification thermosphérique. A des altitudes plus élevées, la force de frottement devient négligeable par rapport à l'effet de la force de Coriolis jusqu'à ce qu'elle atteigne le vent géostrophique.

I-7-2-2 Couche de surface

En contact direct avec la surface de la terre, l'épaisseur de cette couche est de 50m à 100m, et la force de Coriolis est négligeable devant la force de frottement et l'effet thermique. La structure du champ de vent est donc très complexe et peut varier en fonction de la nature du terrain et de sa rugosité.

I-7-2-3 Sous-couche rugueuse

C'est la partie inférieure de la couche superficielle, juste au-dessus de la surface du sol. On y retrouve un écoulement fortement turbulent, instationnaire et non homogène. Sa hauteur varie de quelques dizaines de millimètres au-dessus du niveau de la mer à plusieurs mètres de la ville.

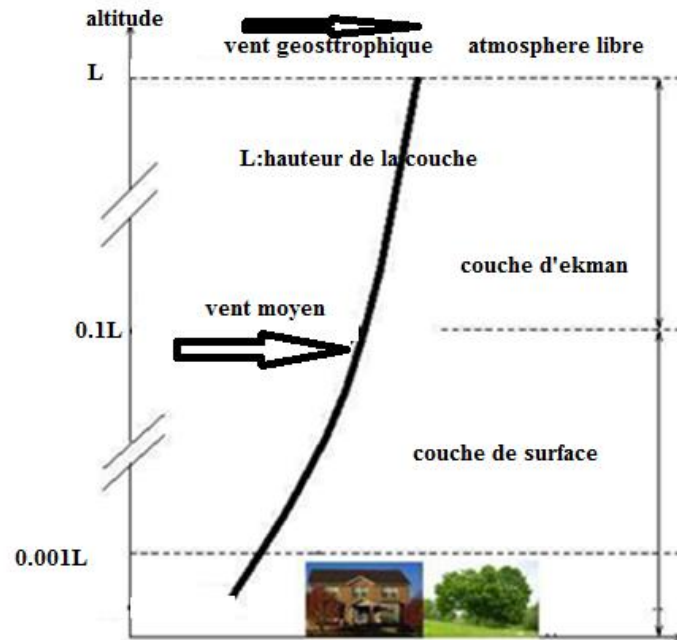


Fig. I-10: Structure de la couche limite atmosphérique [2]

I-8-Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons examiné les principales définitions du vent. Nous avons défini les différents paramètres qui le régissent ainsi que d'autres grandeurs nécessaires et les moyens utilisés pour le mesurer.

La deuxième partie de ce chapitre comportait en l'étude de la notion de l'atmosphère et sa composante. Ce chapitre va nous autoriser dans un premier temps d'avoir une bonne perception des phénomènes prépondérants le vent.

Bibliographies

- [1] J. RÉTIVEAU, Analyse de données expérimentales et conception d'un générateur numérique de vitesses de vent. Thèse de doctorat, Université du Québec à Rimouski.(2006).
- [2] S.M. BOUDIA, Optimisation de l'évaluation temporelle du gisement énergétique éolien par simulation numérique et contribution à la réactualisation de l'Atlas des vents en Algérie.Thèse de doctorat.Université de Tlemcen.(2013).
- [3] N. Kasbadji MERZOUK, Evaluation du Gisement Energétique Eolien-Contribution à la détermination du Profil Vertical de la Vitesse du Vent en Algérie.Thèse de doctorat. Université Abou Bekr Belkaid, Tlemcen.(2006)
- [4] <https://fr.wikipedia.org/wiki/Vent>(Le 15/04/2018).
- [5] M. Doumbia,A Trawré. « Modelisation et Simulation d'une machine asynchrone à cage à l'aide de logiciel MATLAB »,science de l'ingenieur (Génie électrique).
- [6] J.R Garatt ,The Atmospheric Boundary Layer. Cambridge University Press,Royaume Uni, pp. 334, ISBN 05-214-6755-4, 1992.
- [7] N. Korprasertsak, T. Leephakpreeda, Novel wind measurement via thermoelectric anemometer. Measurement149 (2020) 107–37.
- [8] World Meteorological Organisation. Guide to meteorological instruments and methods of observation, 7th edition 8 (2008) 4–10.
- [9] S. K Komal, M Tariq, Wind resource assessment using SODAR and meteorological mast -A case study of Pakistan. Renewable and Sustainable Energy Reviews 81 (2018) 2443–49.
- [10] K.S Pramod, W. Vilas, Application of lidar and measure correlate predict method in offshore wind resource assessments. Journal of Cleaner Production(2019); 215: 534-43.
- [11] M. Rapin, J.M. Noël, Energie Eolienne – Principes - Études de cas. Dunod, Paris. (2010).
- [12] <https://fr.wikipedia.org/wiki/Lidar> (Le 16/03/2018)
- [13] Idata.over, Référence Manuel,<http://idata.over-blog.com>(Le 15/03/2018).
- [14] <http://www.cosmovisions.com/vent.htm>(24/11/2020) .
- [15]http://www.acriv.org/fichiers/pdf/BIA/03-Meteo/Fiche-308-Les_vents_locaux.pdf(24/11/2020) .
- [16] http://atlantic.evsc.virginia.edu/bph/AW_Book/AW_Book(24/11/2020).
- [17] 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 Paul Sabatier, (2008).
- [18] [Hal-univ-diderot.archives-ouvertes.fr /hal-00677365/document](http://hal-univ-diderot.archives-ouvertes.fr/hal-00677365/document) (Le 16/03/2019)
- [19] O. GERGAUD, Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système De production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur. Thèse de doctorat. École normale supérieure de Cachan-ENS Cachan(2002).
- [20] Efforts climatique (www.iutenligne.net) (Le 10/07/2020).
- [21] Danish Wind Industry Association (www.motiva.fi) (Le 14/03/2019).
- [22] Wiki éolienne (www.f4jr.org/rugosite) (Le 14/03/2019).
- [23] [Hal-univ-diderot.archives-ouvertes.fr/hal-677365/document](http://hal-univ-diderot.archives-ouvertes.fr/hal-677365/document)(Le 07/07/2048).
- [24] L'atmosphère terrestre (www.webcache.googleusercontent.com) (Le 08/09/2019).
- [25] C. N. Hewitt, V. Andrea Jackson, Handbook of Atmospheric science: principles and applications, Wiley-Blackwell, ISBN 0632052864, 633 pp.(2003).
- [26] Découvrir et comprendre le climat (www.cea.fr) (Le 11/04/2019).
- [27] G. Viers. Éléments de Climatologie. Éditions Fernand Nathan, Paris, 224 pp.(1968).
- [28] Cours Bases scientifiques UVED (www.sup.ups-tlse.fr) (Le 04/04/2020)
- [29] T. Bedrune , C. Bonnemason, Rapport de couche limite atmosphérique (2009/2010).

Chapitre II

Technologie de l'énergie éolienne

II-1-Introduction

Dans ce chapitre, nous discuterons des notions de l'énergie éolienne. Dans la première section, nous donnerons des notions sur les éoliennes en général. La deuxième section comprendra le développement des éoliennes et leur application par les humains.

Dans la troisième section, nous discuterons les différents types d'éoliennes, nous expliquerons Divers domaines d'application des éoliennes, la dernière section contient le concept d'énergie éolienne.

II-2- Définition

L'énergie éolienne est générée par le vent, il convertit le mouvement du vent en énergie électrique ou mécanique.

Une éolienne est une machine utilisée pour convertir l'énergie cinétique représentée par le vent en énergie mécanique. Pour plus de clarté, nous supposons qu'il y a du vent lorsque l'air en mouvement et donc l'air a une certaine vitesse, cette vitesse est liée à l'énergie cinétique. Le vent affecte fortement le rotor des éoliennes et le fait tourné : il produit une puissance. Cette force est transférée à un axe correspondant à une puissance. Techniquement, on a la présence d'une machine motrice [1].

Cette énergie mécanique peut être utilisée directement. Par exemple, envisagez de faire fonctionner une pompe dans un endroit qui n'est pas alimenté par le réseau électrique ou dans un ancien moulin à vent. Cependant, ces utilisations mécaniques sont négligeables. Dans la plupart des cas, l'énergie mécanique d'un rotor d'éolienne est convertie en énergie électrique à l'aide d'un générateur. (voir figure II.1).

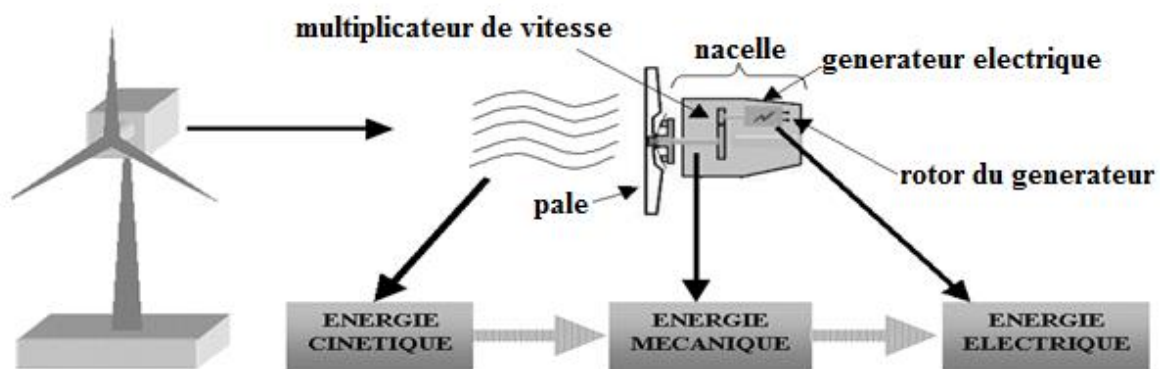


Fig. II-1: Transformation de l'énergie du vent [2]

II-3- Historique

On estime que le principe des éoliennes remonte à 200 avant JC par les perses qui utilisaient un moulin à vent pour moudre le grain. Le moulin à vent est utilisé aujourd'hui pour pomper l'eau des rivières et des canaux et n'a été développé qu'au Moyen Âge, en particulier aux Pays-Bas. La première éolienne dédiée à la production d'électricité (voir figure II.2) a été construite par Charles F. Brush en 1887 [4] et se compose de 144 pales et d'un diamètre de 17 m, produisant seulement 12 kW.

En examinant l'une des techniques les plus importantes, le météorologue danois Poule La Cour a étudié l'amélioration de l'efficacité des éoliennes et l'amélioration de l'invention de Charles F. Brush. Il en a conclu qu'une éolienne à grande vitesse avec un nombre limité de pales de rotor (voir figure II.3) supporterait plus de puissance. Cela a été rendu possible grâce à ses recherches en soufflerie.

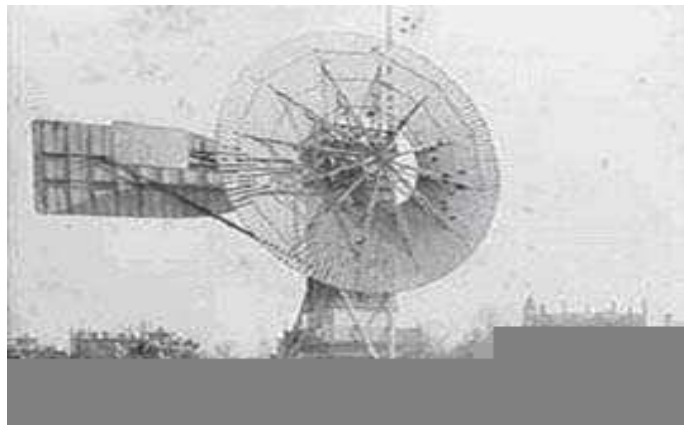


Fig. II-2: Première éolienne créée par Charles et Brush



Fig. II-3: Éolienne de Poule La Cour

En 1983, Darrieus, un ingénieur français a construit la première éolienne à axe vertical. Cette éolienne dite de type Darrieus (voir figure II.4) fonctionne par l'action de portance sous l'effet de vent relatif. Cette configuration présente un avantage important par rapport aux éoliennes classiques, où l'éolienne peut s'actionner quelle que soit la direction du vent. Les recherches en cours visent actuellement à améliorer le système qui reste fiable en cas de vent trop fort [5].



Fig. II-4: Éolienne de Darrieus

En Algérie, la première éolienne a été installée à Adrar en 1953. [5-6] Cette éolienne était à l'époque l'une des trois premières éoliennes au monde, la première éolienne installée en Afrique, avec une capacité de pompage de 50 litres par seconde. Cette éolienne n'a pas été utilisée depuis 1969.

Parallèlement, un certain nombre d'éoliennes multi-pales, ont été installées dans les zones isolées au profit des agriculteurs et des éleveurs, particulièrement à Djelfa, M'sila, Laghouat et Ghardaïa. La majorité de ces éoliennes ont été usinées en Algérie par deux industries situées au niveau de Laghouat et El-Berouaguia [6].

II-4- Domaines d'application des éoliennes

Les éoliennes sont principalement utilisées pour pomper l'eau, produire de l'électricité et alimenter le réseau électrique [7]:

II-4-1-Éolienne de pompage mécanique

Les éoliennes traditionnelles à pompage mécanique utilisent un système de bielle monté sur l'arbre du rotor. Un rotor qui tourne relativement lentement est généralement équipé de plusieurs pales (voir Figure II.5) [8].

Le système de manivelle de bielle transforme le mouvement de rotation de la bielle en mouvements linéaires alternatifs qui entraînent des pistons installés dans des puits ou des étangs à la base des éoliennes.

Le mouvement alternatif du piston de la pompe assure le pompage de l'eau. Les éoliennes de pompage mécanique présentent des avantages et des inconvénients. Elles sont généralement fiables, facile à entretenir et d'un prix abordable. Le principal inconvénient est qu'il doit être installé directement au-dessus d'un puits ou d'un étang. Cela signifie que vous devez utiliser de l'eau même à une distance du puits [9].

II-4-2-Éolienne de pompage électrique

Un système électrique éolien entraîne une pompe électrique qui convertit l'énergie mécanique en énergie électrique, puis aspire l'eau de la source d'eau et la repousse vers son site d'application (abreuvoirs à bétail, étangs, système d'irrigation) (voir figure II.5).

Contrairement aux systèmes mécaniques, les systèmes éoliens ne sont pas nécessairement situés à proximité d'un approvisionnement en eau. La consommation de l'énergie de la pompe électrique peut correspondre à la puissance de sortie de l'éolienne, pour utiliser efficacement l'énergie éolienne.

Les éoliennes de pompage électrique ne contiennent pas de batteries et l'eau est stockée dans des réservoirs qui agissent comme des réservoirs d'énergie [10].

II-5-Fermes éoliennes

Un parc éolien, ou une ferme éolienne, est un site utilisé pour grouper plusieurs éoliennes qui produisent de l'électricité, on le trouve généralement où il ya des vents fort ou fréquent. Un parc éolien peut être on shore (à l'intérieur de la terre) ou offshore (au large de la côte), (Voir figure II.6).

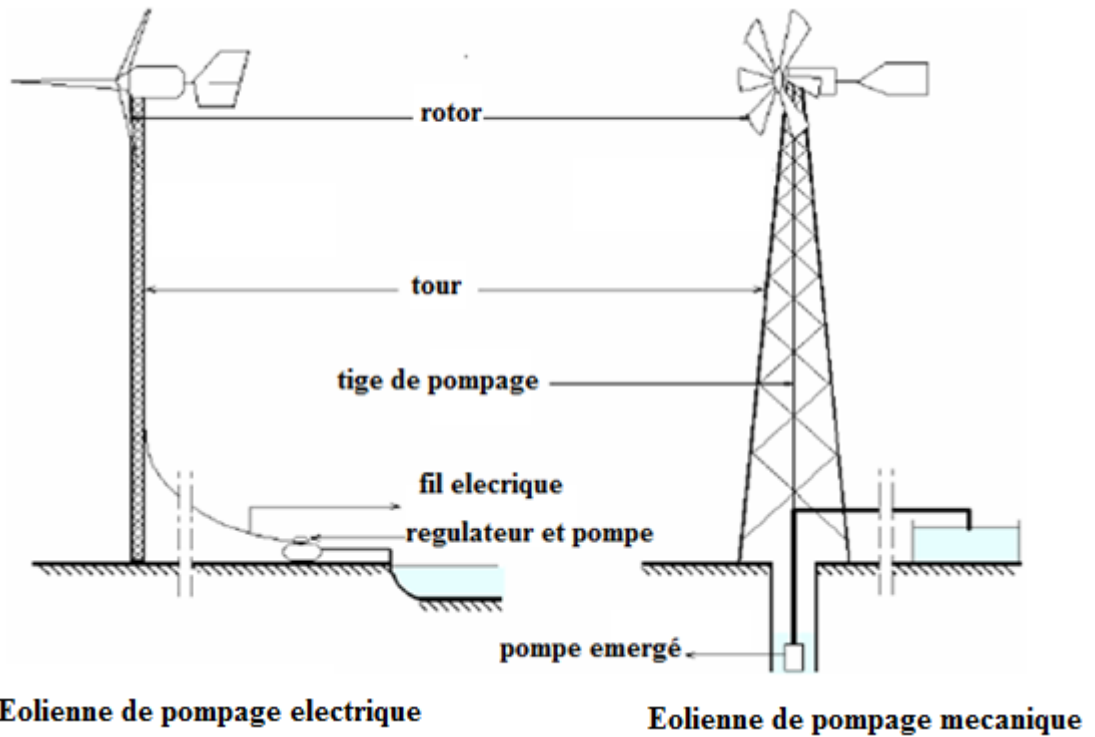


Fig. II-5: Systèmes éoliens pour le pompage de l'eau [10]



Fig. II-6: Ferme éolienne [11]

II-5-1 Critères de sélection de l'emplacement des éoliens

Les critères de sélection des éoliennes dépendent de la taille et de la puissance. Ceux-ci incluent la présence de vents fréquents et une variété de conditions, notamment : Existence d'un réseau électrique pour capter le courant, absence de zones d'interdiction (dont zone de monument historique, site classé..), terrain propriétaire, etc...

Un site éligible à l'installation de parc éolien doit avoir les qualités suivantes [12]:

- Site venteux, moins de turbulences
- Un accès facile, proximité du réseau électrique

- Le pylône doit être installé à une distance au moins égale à dix fois la hauteur des obstacles environnants.
- Un objet est considéré comme un obstacle s'il présente une largeur angulaire supérieure à 10° .
- Les obstacles ne doivent pas dépasser une hauteur de 5,5m dans un rayon de 100m autour du pylône.
- Les obstacles de hauteur inférieure à 2m peuvent être négligés.
- Un changement de relief dans un rayon de 100m est aussi considéré comme un obstacle.
- Les capteurs doivent être situés à une distance minimale de quinze fois la largeur d'un obstacle mince (mât, arbre mince) qui dépassent une hauteur de 8m.
- La distance entre les éoliennes minimum, 4 fois le diamètre de pale

Un autre critère est tout aussi important que les obstacles causés par les accidents de terrain au voisinage de l'aéromoteur. Les pentes supérieures à 45° ou les falaises sont des sources de turbulences qui peuvent endommager les machines en provoquant des fluctuations de vitesse et de direction du vent dans un espace étroit.

Un changement de vitesse provoque une contrainte asymétrique sur l'aéromoteur et un changement de direction provoque une désorientation avec une accélération variable qui impose des contraintes sur les parties de la machine (couple gyroscopique) [13]:

Certains endroits très spécifiques augmentent la vitesse du vent, ce qui les rend plus adaptés aux parcs éoliens :

- Effet tunnel ou Venturi
- Collines, surtout si leur pente est douce et permettant l'apparition d'un effet de colline.

- La mer et les lacs sont aussi des endroits formidables. Puisqu'il n'y a pas d'obstacles au vent, la vitesse du vent est élevée et les tourbillons sont réduits même à basse altitude. La proximité des falaises provoque également des turbulences dans les zones côtières, les hautes terres, certaines plaines ouvertes et les montagnes.

II-6- Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne

II-6-1 Avantages

L'énergie éolienne a un impact remarquablement faible sur l'empreinte carbone .
Il n'y a aucune émission de carbone associée au fonctionnement des éoliennes.
Les seules émissions émises par les éoliennes proviennent de leur fabrication, construction et entretien.
L'énergie éolienne à l'une des empreintes de consommation d'eau les plus faibles, contrairement aux combustibles fossiles et aux centrales nucléaires.
Les éoliennes réduisent la demande d'un pays en sources de carburant importées.
La production d'énergie éolienne a permis d'éviter des coûts de carburant. Les éoliennes sont excellente ressource pour produire de l'électricité dans les régions éloignées telles que les régions montagneuses et rurales.
L'énergie éolienne peut être combinée avec l'énergie solaire pour créer une source d'énergie durable dans les pays en développement.

II-6-2 Inconvénients

- Les éoliennes dépendent d'une vitesse de vent appropriée pour produire de l'électricité (instable).
- La complexité de la fabrication de parcs éoliens offshore en fait une méthode beaucoup plus coûteuse que les parcs éoliens terrestres.
- Les éoliennes génèrent beaucoup moins d'électricité que la moyenne des centrales électriques à combustible fossile, ce qui nécessite la construction de plusieurs éoliennes pour avoir un impact.
- Couteux et créent du bruit [14].

II-7-Classifications des éoliennes

II-7-1-Classifications des éoliennes selon la taille

Théoriquement, il n'y a pas de corrélation directe entre le profil de la vitesse et la puissance de sortie d'une éolienne. En pratique, ces performances dépendent principalement de la surface balayée par le rotor. Cela ne dépend pas toujours en fonction de la hauteur de l'éolienne, mais du diamètre du rotor.

Cependant, dans les grandes éoliennes, la hauteur du mât est généralement proportionnelle au diamètre du rotor, il existe donc une relation indirecte entre la hauteur du

mât et la puissance. Le tableau (II-1) montre les différentes tailles de l'éolienne et ses puissances associées, il existe de nombreux ordres de grandeurs de puissances. De plus, cette puissance n'a de sens que si la vitesse du vent à laquelle elle est délivrée à été déterminée.

II-7-2 Classifications des éoliennes selon le principe de fonctionnement

Les éoliennes sont divisées en fonction de leur axe de rotation en deux parties principales : à axe vertical et celles à axe horizontal :

Tab. II-1: Classification des éoliennes [10].

Classification des éoliennes	Diamètre(m)	Puissance (W)
Petite éolienne	Entre 0.5m et 20m	Inferieur à 100KW
Moyenne éolienne	20m et 50 m	100Kw à 1MW
Grande éolienne	50m à 100m	Plus de 1MW

II-7-2-1 Éolienne à axe vertical

Ce sont les premières structures conçues pour produire de l'électricité. Plusieurs variantes techniques ont été testées, mais seules deux structures, les rotors de Savonius et les rotors de Darrieux (voir figure II.7) [15].

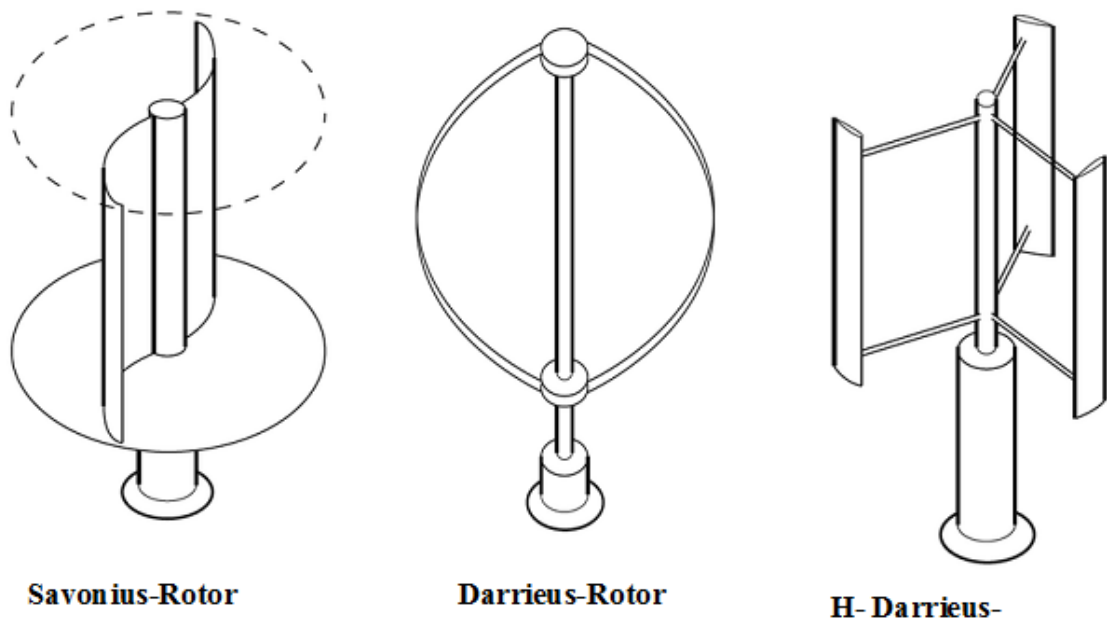


Fig. II-7: Éoliennes à axe vertical [16]

Aujourd'hui, ce type d'éolienne est relativement rare et son utilisation est beaucoup moins courante. Elle a ses avantages et ses inconvénients que nous citons comme suit [14-17].

a -Avantages

- peut d'encombrement
- intégrable au bâtiment
- multiplicateur, génératrice, etc. ... peuvent être placés à terre
- pas de mécanisme d'orientation
- démarrage à vitesses faibles.

b- Inconvénients

- Elle est moins efficace que l'axe horizontal.
- Le modèle verticale de ce type d'éolienne l'oblige à fonctionner avec des vents proches du sol, et est donc moins puissant car elle ralentit à travers le relief
- Leur installation au sol nécessite l'utilisation des haubans qui doivent passer sur les pales, occupant une surface plus importante que l'éolienne à tour.

II-7-2-2 Éoliennes à axe horizontal

Ce sont les éoliennes les plus courantes disponibles aujourd'hui, en raison de leurs avantages. Elles se composent souvent des hélices à deux ou trois pales orientées dans le sens du vent (voir figure II.8), [18].



Fig. II-8: Technologie éolienne à axe horizontale

a- Avantages:

- Rendement aérodynamique meilleur que pour une éolienne à axe vertical
- Elles sont moins exposées aux contraintes mécaniques

- L'adhérence au sol est négligeable par rapport aux éoliennes à axe vertical
- Cette structure est plus solide et plus régulière que le sol car elle capte le vent à haute altitude. Par conséquent, il n'est pas toujours nécessaire d'ajouter un local technique.

b- Inconvénients

- Les coûts de construction sont très élevés
- L'appareillage est situé au sommet de la tour, il est donc difficile d'intervenir en cas de problème
- Bien que ses inconvénients, cette structure est aujourd'hui la plus utilisée. Cependant, les structures à axe vertical sont encore utilisées pour la génération d'électricité dans des zones isolées

Dans la suite de notre recherche nous nous intéressons à la structure la plus réactive et efficace, à savoir la structure à axe horizontal et trois pales à pas variable [19].

II-8-Composantes et principe de fonctionnement d'une éolienne

II-8-1 Composantes d'une éolienne à axe horizontale

Les éoliennes à axe horizontal (aérogénérateurs) utilisent l'énergie cinétique du vent pour faire tourner l'arbre du rotor, cette énergie cinétique est convertie en énergie mécanique puis en énergie électrique par un générateur électromagnétique fixé au rotor. L'électricité peut être transportée sur des réseaux de distribution, stockée dans des accumulateurs ou utilisée par des consommateurs isolés (voir figure II-9) [20].

- Les pales** : les capteurs d'énergie cinétique qui transfèrent l'énergie au rotor.
- Le moyeu** : Équipé d'un système permettant de régler la vitesse de rotation en ajustant les pales.

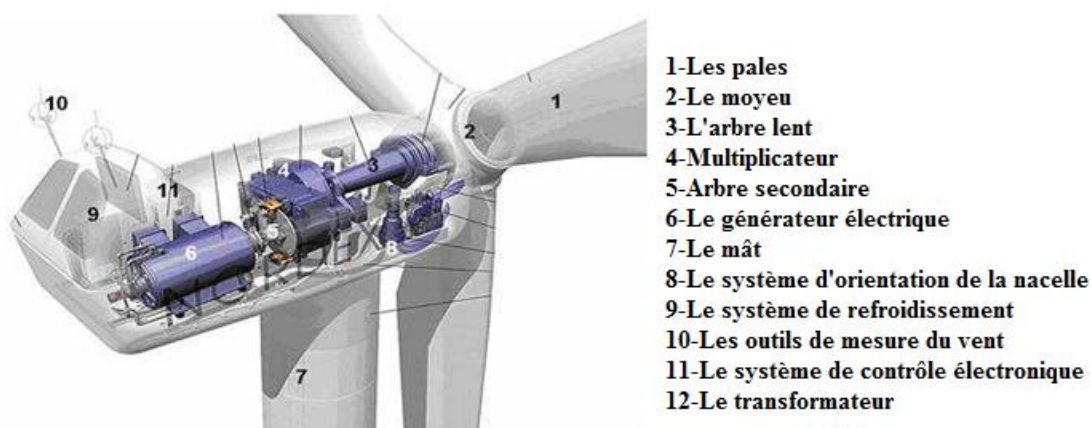


Fig. II-9: Composants d'une éolienne à axe horizontal [21]

- **L'arbre primaire (ou arbre lent)**: sert à connecter les pales au multiplicateur.
- **Multiplicateur** : réduit le couple et augmente la vitesse. Il est situé entre l'arbre primaire et l'arbre secondaire.
- **Arbre secondaire** : fournit l'énergie mécanique au générateur. Il est équipé d'un frein à disque mécanique qui ralentit la vitesse du vent.
- **Le générateur électrique** : il garantit la production d'électricité. Sa puissance peut aller jusqu'à plusieurs mégawatts
- **Le mât** : C'est un tube en acier. Il a une hauteur importante : plus il est haut, plus la vitesse du vent est élevée et vice versa et de ce fait le coût de la structure augmente. De manière générale, la taille du mât est légèrement supérieure au diamètre des pales. [22]
- **le système d'orientation de la nacelle** : il s'agit d'une couronne dentée équipée d'un moteur qui peut diriger l'éolienne et de la bloquer dans l'axe du vent en freinant.
- **Le système de refroidissement** : c'est de l'eau ou de l'huile utilisée pour le multiplicateur et la génératrice.
- **Les outils de mesure du vent** : girouette pour déterminer la direction et anémomètres pour mesurer la vitesse. Les données sont envoyées au poste de commande.
- **Le système de contrôle électronique** : il gère le fonctionnement de l'éolienne et de son mécanisme de navigation.
- Au pied du mât se trouve un **transformateur**.

II-8-2 Principe de fonctionnement d'éolienne

Les éoliennes convertissent l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Cette conversion se déroule en plusieurs étapes [23]

II-8-2-1 Conversion de l'énergie par les pales

Les pales fonctionnent selon le principe d'une aile d'avion : la variation de pression entre les deux bords de pale crée une force aérodynamique, qui fait bouger le rotor en convertissant l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique.

II-8-2-2 Accélération de la rotation avec le multiplicateur

Les pales tournent à une vitesse relativement lente, entre 5 et 15 tours par minute, d'autant plus lente que l'éolienne est grande. La plupart des générateurs doivent fonctionner à très grande vitesse "entre 1000 à 2000 tours par minute" pour la production électrique. C'est

la raison pour laquelle le mouvement lent du rotor est accéléré par le multiplicateur. Certaines éoliennes ne sont pas équipées, leurs générateurs sont donc beaucoup plus gros et plus lourd.

II-8-2-3 Production électrique par le générateur

L'énergie mécanique transférée par le multiplicateur est convertie en électricité par le générateur. Le rotor du générateur tourne à grande vitesse et génère de l'électricité à une tension près de 690 volts.

II-8-2-4 La conversion de l'énergie par le transformateur et le convertisseur

Cette énergie ne peut pas être utilisée directement ; Elle est traitée par un convertisseur puis amplifiée par un transformateur à 20 000 volts. L'électricité est ensuite transportée via un câble souterrain jusqu'au poste de transformation, pour être alimentée sur le réseau électrique, qui est ensuite distribuée à la consommation.

II-9-Courbes de puissance et coefficient de puissance

La turbine éolienne est un processus de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, La vitesse du vent en aval de l'éolienne n'étant jamais nulle, cela exprime que la puissance disponible n'est pas complètement récupérée au niveau de l'hélice, [24].
Considérons le système éolien à axe horizontal illustré sur la figure (II-10), où la vitesse du vent V_{am} en amont de l'éolienne et la vitesse V_{av} en aval sont représentées. La pression atmosphérique P_0 est appliquée à l'entrée, la force du vent qui s'applique sur la turbine est diminuée, Sa vitesse diminuée quand cette masse se rapproche du rotor, ce qui conduit à élargissement du tube d'air. Ceci induit en amont une augmentation de la pression atmosphérique de l'air jusqu'à un maximum P_m en face du rotor.

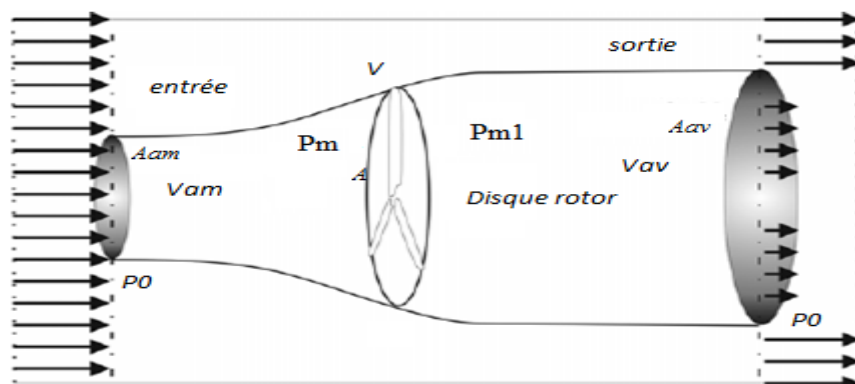


Fig. II-10: Principe d'exploitation de l'énergie éolienne [25]

Une partie de l'énergie cinétique du vent est convertie en énergie mécanique pour produire l'énergie électrique, et cela en fonction de l'augmentation de la pression, puis la diminution pour atteindre la valeur de P_{m1} sous la pression atmosphérique sur la face arrière du rotor.

Le débit massique d'air circulant entre amont et aval est égale [26]:

$$\dot{m} = \frac{\rho A (V_{am} + V_{av})}{2} \quad (\text{II.1})$$

V_{av} : vitesse en aval (m/s).

V_{am} : vitesse en amont (m/s).

\dot{m} : débit massique d'air (kg/s).

La vitesse du vent à travers le rotor est déterminée par :

$$V = \frac{(V_{am} + V_{av})}{2} \quad (\text{II.2})$$

La puissance récupérable (theorique) P_m est déterminée par la relation suivante :

$$P_{m1} = \frac{m(V_{am}^2 - V_{av}^2)}{2} \quad (\text{II.3})$$

De l'expression (II.1) et (II.3) on a:

$$P_{m1} = \frac{\rho A (V_{am}^2 - V_{av}^2) (V_{am} + V_{av})}{2} \quad (\text{II.4})$$

La puissance p_m correspondante à la puissance théorique (totale) traversant la surface A sera alors :

$$P_m = \frac{\rho A V_{am}^3}{2} \quad (\text{II.5})$$

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

$$\frac{P_{m1}}{P_m} = \frac{\rho A \left(1 - \left(\frac{V_{av}}{V_{am}} \right)^2 \right) \left(1 + \frac{V_{av}}{V_{am}} \right)}{2} \quad (\text{II.6})$$

$\frac{P_{m1}}{P_m}$ nommée le coefficient de puissance C_p , Cette limite est désignée "Limite de Betz" (voir figure (II.11)).

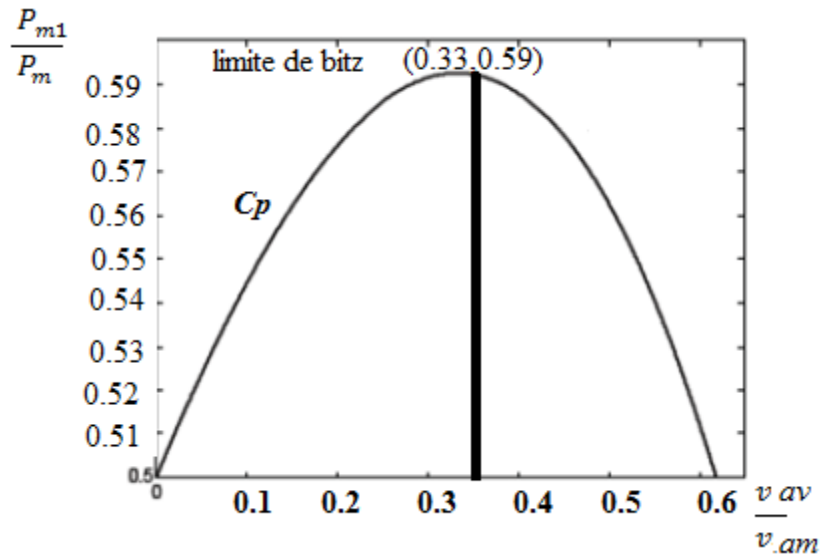


Fig. II-11: Coefficient de Puissance [25]

Le coefficient C_p de puissance dépend des géométries et des aérodynamiques des pales en rotation ainsi que de leur nombre. Ils sont conçus avec de plusieurs caractéristiques dont l'emplacement, puissance nominale souhaitée, le type de régulation et du type de fonctionnement (à vitesse fixe ou variable).

La puissance récupérable (pratiquement) par unité de surface est donnée par [27]:

$$\langle p_r \rangle = 0.37 \langle V^3 \rangle \quad (\text{II.7})$$

Tel que la masse volumique prend une valeur moyenne de 1.225kg/m^3 .

La limite de Betz représente la puissance maximale qui peut être extraite pour une vitesse de vent donnée. En fait, cette limite n'est pratiquement jamais atteinte, et chaque éolienne est déterminée par son coefficient de puissance qui est en fonction de la vitesse relative λ , qui est le rapport entre la vitesse de l'extrémité des pales de l'éolienne et la vitesse du vent [28]. La figure (II.12) est définie le coefficient de Puissance de différents types d'éoliennes.

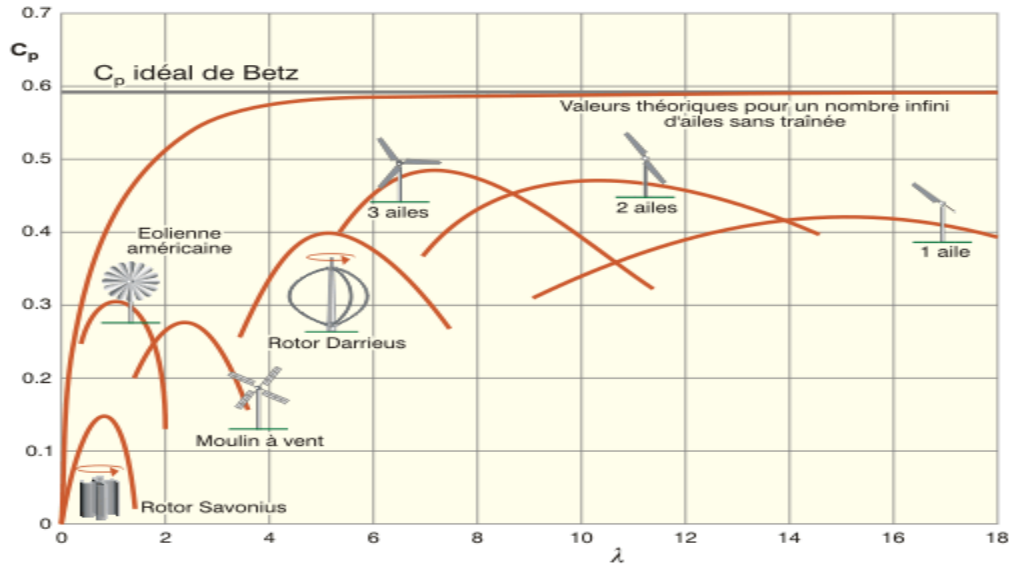


Fig. II-12: Coefficient de Puissance de différents types d'éoliennes [18]

II-9-1 Puissance moyenne utilisable par éolienne

Chaque système de transformation d'énergie éolienne est caractérisé par [29]:

- La vitesse de démarrage (la puissance est nulle).
- La vitesse nominale (la puissance est maximale).
- La vitesse d'arrêt (la puissance est constante, pour éviter des dommages matériels si la vitesse est trop élevée).

La puissance récupérée à l'axe ou la puissance utile (totale) est donnée par :

$$\langle p_u \rangle = \frac{1}{2} \rho A \langle V_u^3 \rangle \quad (\text{II.8})$$

La vitesse V_u est calculée à partir de la courbe de distribution de Weibull entre les limites de la machine et en tenant compte du fait que lorsque la vitesse nominale V_n est atteinte

Ainsi, La densité de puissance utile est donnée par [30].

$$\langle p_u \rangle = \begin{cases} 0 & \text{pour } V < V_d \\ \frac{1}{2} \rho A \langle V^3 \rangle & \text{pour } V_d < V < V_n \\ \frac{1}{2} \rho A \langle V_n^3 \rangle & \text{pour } V_n < V < V_a \end{cases} \quad (\text{II.9})$$

Tel que :

V_d est la vitesse de démarrage, V_n la vitesse nominale, V_a 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[30], soit:

$$\langle V_u^3 \rangle = \int_{V_d}^{V_n} V^3 f(V) dV + V_n^3 \int_{V_n}^{V_a} f(V) dV \quad (\text{II.10})$$

Après utilisation de la fonction gamma et de l'intégration :

$$\langle V_u^3 \rangle = \left[\left[\Gamma_n \left(\left(\frac{V_n}{C} \right)^k ; 1 + \frac{3}{k} \right) - \Gamma_n \left(\left(\frac{V_d}{C} \right)^k ; 1 + \frac{3}{k} \right) \right] V^{-3} + V_n^3 \left[\begin{array}{l} \exp \left(- \left(\frac{V_n}{C} \right)^k \right) \\ - \exp \left(- \left(\frac{V_a}{C} \right)^k \right) \end{array} \right] \right] \quad (\text{II.11})$$

avec:

$$\Gamma_n(x, a) = \frac{\Gamma(x, a)}{\Gamma(x)} \quad (\text{II.12})$$

II-9-2 Puissance électrique moyenne à la sortie d'aérogénérateur

En utilisant la vitesse cubique utile donnée en (II.11) et en introduisant un rendement globale η de la machine, la puissance électrique à la sortie de l'aérogénérateur s'écrit :

$$\langle p_u \rangle = \eta \langle p_r \rangle \quad (\text{II.13})$$

Où η représente le rendement global de la machine.

Une seconde méthode peut être utilisée pour la détermination de la puissance moyenne p_u , en introduisant le coefficient de puissance C_p et les différents rendements mécanique et électrique avant l'intégration [31-32]:

$$\langle p_u \rangle = \begin{cases} 0 & \text{pour } V < V_d \\ \frac{1}{2} \rho A C_p \eta V^3 & \text{pour } V_d < V < V_n \\ \frac{1}{2} \rho A C_p \eta V_n^3 & \text{pour } V_n < V < V_a \\ 0 & \text{pour } V > V_a \end{cases} \quad (\text{II.14})$$

Les vitesses V_d, V_n, V_a définissent quatre régions telles que définies dans le graphique de la figure (II-13) de la puissance utile en fonction de la vitesse du vent [33]:

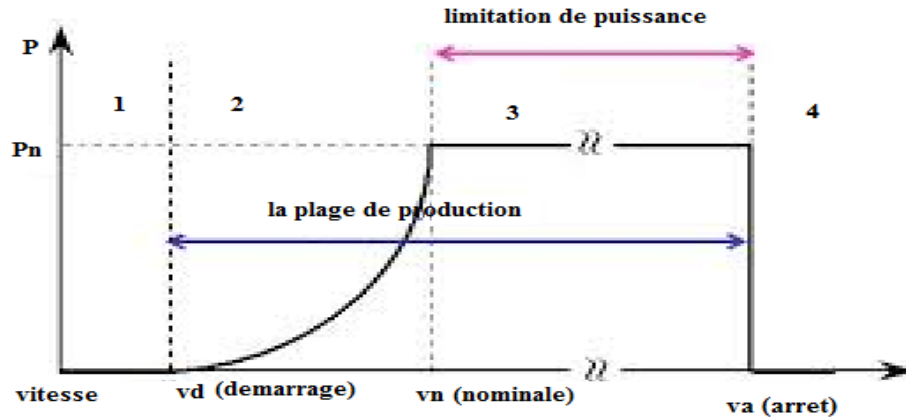


Fig. II-13: Courbe de la puissance utile [34]

La zone 1: $V < V_d$ (la turbine ne fournit pas de puissance).

La zone 2: $V_d < V < V_n$, dans laquelle la puissance fournie sur l'arbre dépend de la vitesse du vent V .

La zone 3: $V_n < V < V_a$ où la vitesse de rotation est maintenue constante par un régulateur, et la puissance turbine fournie égale à P_n .

La zone 4: $V > V_a$: où le système de sûreté arrête le transmetteur de l'énergie.

II-10-Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons montré la diapositive éolienne, en présentant les généralités sur son développement, son application, les deux types des turbines, les composants d'une éolienne à axe horizontale et ses secteurs d'applications. Dans une deuxième partie, les différentes caractéristiques de l'énergie éolienne ont été présentées en définissant plusieurs. La fin de ce chapitre a été vouée à la présentation la zone de fonctionnement de l'éolienne, qui caractérise par les vitesses de fonctionnement de l'éolienne (démarrage, nominale et arrêt).

Bibliographies

- [1] A. BELGUIDOUM. Les aspects technologiques des éoliennes et leur utilisation dans la production d'énergie dans les zones arides Thèse de doctorat. Université Mohamed Khider de Biskra,(2013).
- [2] H. Bareau. Dans l'air du temps, l'énergie éolienne. Les Energies Renouvelables Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie. (ADEME) , (2011).
- [3] BENALI OUSSAMA. Evaluation de potentiel énergétique éolien dans la région Sud-est du Sahara algérienne. 2015. Mémoire de Master académique. Université Kasdi Merbah Ouargla.
- [4] http://tpe.samron.free.fr/TPE-SamRon/I_Histoire_et_fonctionnement_d_eolienne.html .
- [5] <http://www.vitaminefr.com/articles2014/adrar-remise-en-service-de-la-plus-vieilleeolienne/Articles-19609-196168-1-1.html> .
- [6] F . Chellali , Etude du comportement stochastique et cyclique du vent en Algérie. Thèse de doctorat .Ecole nationale supérieure polytechnique,(2011).
- [7] A. Hariz, Mémoire d'Etat de l'Art sur les Energies Solaire et Eolienne en Algérie,(2010).
- [8] N. Kasbadji-Merzouk , M. Merzouk, Estimation du Potentiel Energétique Eolien Utilisable- Application au Pompage dans les Hauts Plateaux. Revue des Energies Renouvelables(2006); 9: 155-63.
- [9] M. Benabdelkader1, A. Malek2 et B. Draoui1, Perspective du pompage éolien appliqué à l'irrigation du palmier dattier dans la région de Béchar Revue des Energies Renouvelables (2011); 14: 381-95.
- [10] D. Le Gourières. L'Énergie Eolienne, Théorie, Conception et Calcul Pratique des Installations', Edition Eyrolles, Paris,(1982).
- [11] https://fr.wikipedia.org/wiki/Parc_%C3%A9olien_d%27Alta.
- [12] Guide des Energie Renouvelables, Ministère de l'Énergie et des Mines Algériennes . (2007).
- [13] C.W. Pereira, L'énergie éolienne Principe de fonctionnement, Développement viable (2006).
- [14] B. Paluch. Introduction à l'énergie éolienne. Revue REE 5 (2005) 37 – 46.
- [15] METATLA SAMIR «Optimisation et régulation des puissances d'une éolienne à base d'une MADA » mémoire de magister de école nationale supérieure polytechnique d'Alger,(2009).
- [16] M. LOUCIF. Synthèse de lois de commande non-linéaires pour le contrôle d'une machine asynchrone à double alimentation dédiée à un système aérogénérateur,(2016). Thèse de doctorat. Université Aboubakr Belkaïd – Tlemcen.
- [17] B. Paluch. Introduction à l'énergie éolienne. Revue REE.5 (2005) 36 – 47.
- [18] A. Boyette. Contrôle commande d'un générateur asynchrone à double alimentation avec un système de stockage pour la production éolienne. thèse de doctorat de l'université Henri Poincaré, Nancy,(2006).
- [19] N. Laverdure «Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires» .Thèse de doctorat d'institut national polytechnique de Grenoble, (2005).
- [20] LATRECHE Mohammed «Tahar Commande Floue de la Machine Synchrone à Aimant Permanent (MSAP) utilisée dans un système éolien» Mémoire de Magister Université Ferhat Abbas de Sétif,(2012).
- [21] N. CHERFIA. Conversion d'énergie produite par des générateurs éoliens,(2010). Mémoire de magister en électrotechnique, Université Mentouri – Constantine.
- [22] M. Khechana, M. Nadjah, L. Laiche ,T. Ouksel ,C. Mahfoudi. Etude de la nacelle et du mat d'une éolienne de faible puissance. Revue des Energies Renouvelables 195 (2008) 195–203.
- [23] <http://ooxygene.alwaysdata.net/eolienne.html>.

- [24] Syndicat des énergies renouvelables, France Énergie Éolienne, (2010).
- [25] D.le Gouriers . Théorie, conception et calcul pratique des installations »deuxième édition 8 (1982) 29 – 30.
- [26] N.Kasbadji Merzouk, M.Merzouk,et B.Benyoucef . Perspectives du pompage éolien dans le sud algérien .Revue des Energies Renouvelables, (2006).
- [27] N.Kasbadji Merzouk, M.Merzouk,et B.Benyoucef . Perspectives du pompage éolien dans le sud algérien . Revue des Energies Renouvelables, (2006).
- [28] 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 9 (2006) 188 – 196.
- [29] Hau E : Wind Turbines, Fundamentals, Technologies, Application, Economics, Springer Verlag, Berlin ,(2006).
- [30] 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 2 (2006) 187 -197.
- [31] N. Kasbadji Merzouk, et M. Merzouk « Estimation du potentiel énergétique éolien utilisable, Application au pompage dans les Hauts Plateaux » Revue des Energies Renouvelables 9 (2006)155 - 163.
- [32] B.Multon, X. Roboam, B.Dakyo, C. Nichita , O. Gergaud et H. Ben Ahmed «Aérogénérateurs électriques »Techniques de l'ingénieur, Ref D3960 – Vol D7,(2004).
- [33] 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 ,(2007).
- [34] R. Maouedj, S. Bousalem et B. Benyoucef. Optimisation d'un système de pompage éolien Application aux sites sahariens . Revue des Energies Renouvelables 11(2008) 239 - 250.

Chapitre III

Détermination et l'extrapolation verticale des paramètres de Weibull et la vitesse du vent

III-1-Introduction

Le vent est un mouvement aléatoire, il est donc attendu à prévoir car il est caractérisé par ses variabilités spatiale et temporelle. Pour comprendre un tel phénomène et son évolution, il faudra connaître ses propriétés climato-statistique et les analyser dans l'espace et dans le temps. Des études statistiques à partir de différentes bases de données météorologiques et des données recueillies au fil du temps permettent d'identifier les fluctuations de la vitesse du vent. Ces cycles peuvent changer avec le temps.

L'analyse et le traitement statistique des données météorologiques permettent d'estimer la probabilité d'atteindre une vitesse du vent supérieure à la vitesse de démarrage d'une turbine éolienne et de réaliser une estimation prédictive de la production électrique d'un parc éolien.

Ce chapitre décrit divers modèles permettant de déterminer la vitesse du vent et d'estimer la production d'énergie des éoliennes. Dans un premier temps, nous discuterons de la distribution de Weibull utilisée pour modéliser la distribution de la vitesse du vent. Examinez ensuite tous les paramètres qui permettent d'évaluer le potentiel du vent dans la région : la vitesse moyenne, la densité d'énergie éolienne moyenne et la densité de puissance moyenne. Ce chapitre comprend également plusieurs modèles utilisés pour l'extrapolation verticale des vitesses du vent.

III-2-Vitesse moyenne du vent

La vitesse de vent est considérée comme la somme des vitesses moyennes et des vitesses de fluctuations [1]. Elle peut s'écrire :

$$V = V_m + V_{fl} \quad (\text{III.1})$$

Où V, V_m, V_{fl} indiquent la vitesse instantanée, moyenne et fluctuation par rapport à la moyenne, respectivement.

La vitesse moyenne du vent est [2]:

$$V_m = \frac{1}{T} \int_0^T V(t) dt \quad (\text{III.2})$$

Où T est la période pendant laquelle, la vitesse du vent est moyenne.

III-3-Potentiel éolien (gisement- éolien)

Le potentiel de l'énergie éolienne est déterminé par la quantité d'énergie éolienne théoriquement disponible à un endroit particulier. Ceci est lié à la force et à la régularité du vent, dont la possibilité est calculée à partir de la distribution de vitesse moyenne et l'information est affichée sous forme d'histogramme.

La distribution de la vitesse moyenne du vent provient de plusieurs modèles [3], qui permettent d'ajuster les distributions de la vitesse du vent dans le temps. Le modèle le plus largement utilisé pour décrire la distribution des vitesses du vent est la distribution de probabilité de Weibull [4]. Les avantages de l'utilisation de la fonction de Weibull à deux paramètres ont été mis en évidence par Justus et al [5-6]. Le potentiel éolien est définitivement perdu au profit de la puissance de la machine (limites de Bitz, seuils de la machine et pertes de conversion) (voir Figure III.1) [7]. En fait, seule une partie de l'énergie éolienne disponible à un endroit particulier, appelée puissance utile, est obtenue à la fin du flux de vent à la sortie de l'éolienne.

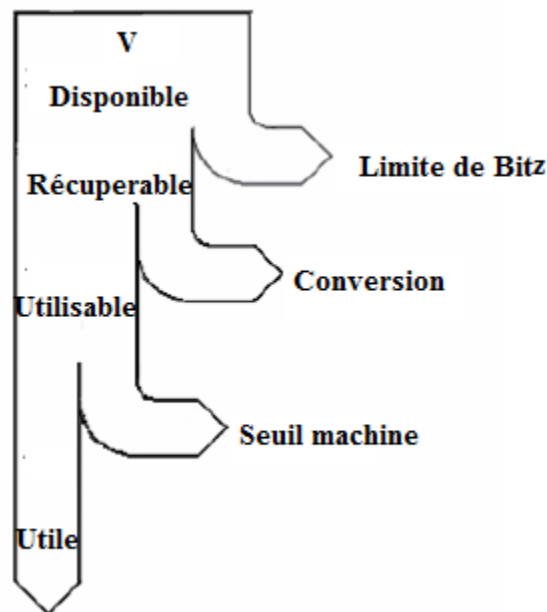


Fig. III-1: Abaissements successifs de l'énergie éolienne [8]

III-3-1 Énergie du vent

L'énergie du vent est l'énergie cinétique d'une masse d'air (kg), passant à travers une surface donné A (m²) [9].

L'énergie cinétique d'une quantité de masse d'air est [10]:

$$E_c = \frac{1}{2} mV^2 \quad (\text{III.3})$$

m : La masse d'air [kg].

V : Vitesse moyenne du vent [m/s].

III-3-2 Puissance énergétique disponible

La puissance énergétique disponible est exprimée comme une représentation de l'énergie cinétique moyenne écrite par unité de temps et par unité de surface par la vitesse du vent à un site particulier [11]:

$$P_m(V) = \frac{1}{2} \dot{m} V^2 = \frac{1}{2} (\rho A V) V^2 \quad (\text{III.4})$$

Où,

$P_m(V)$: puissance théorique du vent [W];

\dot{m} débit massique d'air [kg/s].

A : surface de la section des pales [m²].

ρ : densité de l'air à une valeur standard de 1,25 [kg/m³].

On obtient, la densité de puissance P [W/m²], par unité de surface qui est donnée par la relation suivante

$$P_m(V) = \frac{1}{2} \rho V^3 \quad (\text{III.5})$$

III-4- Modèles D'ajustement

Les études sur la modélisation des distributions de vitesse du vent ont été dirigées vers des modèles à couplage exponentiel. Les modèles typiques sont la distribution de Weibull, la distribution de Rayleigh et la distribution hybride de Weibull [12].

III-4-1 Distribution de Weibull

Le modèle le plus exploité pour interpréter la variation de vitesse de vent est la loi de distribution de Weibull, dont la densité de probabilité s'écrit sous la forme [13]:

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

La densité de probabilité $f(V)$ montre la distribution de fréquence des vitesses mesurées. k et C sont des paramètres de Weibull. Le paramètre k (facteur de forme) est sans dimension et détermine la forme de la distribution de fréquence, et le C (facteur d'échelle) détermine les caractéristiques du vent, même dimension à la vitesse. Ces paramètres permettent de connaître le comportement et la distribution des vents.

La fonction de distribution cumulative de Weibull ou de répartition $F(V)$ s'écrit sous la forme suivante (voir figure III.2):

$$f(V \leq V_0) = \int_0^{V_0} f(V) dV = 1 - \exp\left(-\left(\frac{V_0}{C}\right)^k\right) \quad (\text{III.7})$$

$$f(V \geq V_0) = \int_{V_0}^{\infty} f(V) dV = \exp\left(-\left(\frac{V_0}{C}\right)^k\right) \quad (\text{III.8})$$

Si $k = 1$, alors les lois exponentielles sont obtenues, et si $k = 3,6$, alors une approximation de la distribution gaussienne est obtenue [6] et la distribution de Rayleigh est obtenue, c'est un cas particulier de la distribution de Weibull avec $k = 2$ [7].

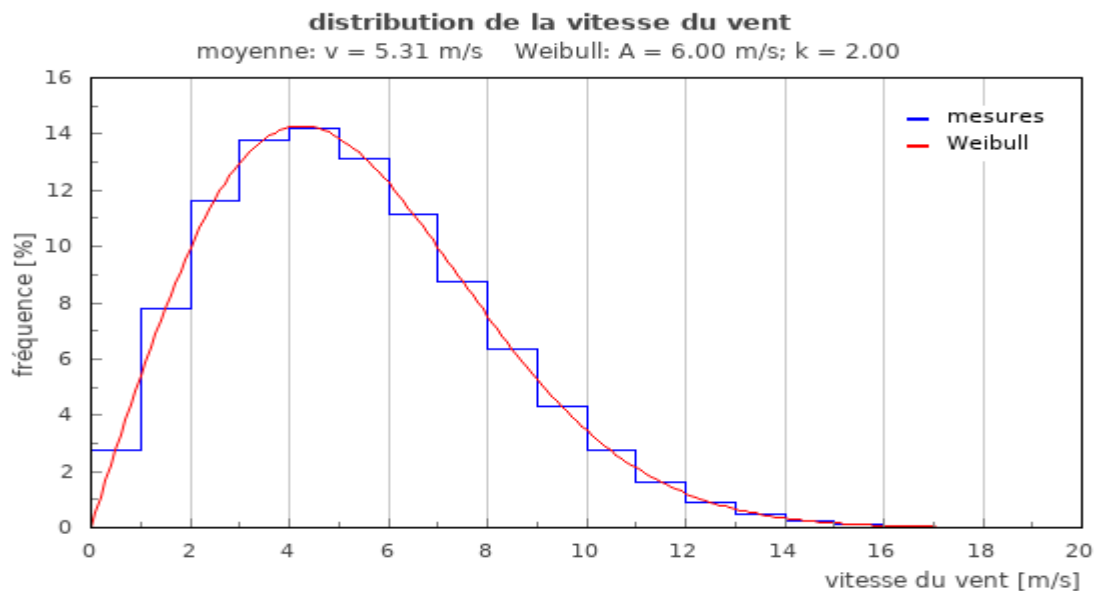


Fig. III-2 : Histogramme de vitesse du vent ajusté par la distribution de Weibull [14]

La vitesse moyenne du vent V_m est calculée à partir de la fonction de distribution comme suit

$$V_m = \int_0^{\infty} V f(V) dV \quad (\text{III.9})$$

En remplaçant (III.9) dans (III.7) on obtient

$$V_m = \int_0^{\infty} V \left(\frac{K}{C}\right) \left(\frac{V}{C}\right)^{K-1} \exp\left(-\left(\frac{V}{C}\right)^K\right) dV \quad (\text{III.10})$$

En posant $x = \left(\frac{V}{C}\right)^K$ et on remplaçant dV dans (III.8) on trouve

$$V_m = \int_0^{\infty} C \exp(-x) (x)^{\frac{1}{K}} dx \quad (\text{III.11})$$

On changeant $n = \frac{1}{K} + 1$ et la fonction gamma Γ_n

$$\Gamma_n = \int_0^{\infty} \exp(-x) (x)^{n-1} dx \quad (\text{III.12})$$

On obtient la vitesse moyenne sous la forme

$$V_m = C \Gamma\left(1 + \frac{1}{K}\right) \quad (\text{III.13})$$

III-4-1-1 Les Paramètres de Weibull

Plusieurs méthodes sont appliquées pour déterminer les coefficients de Weibull K et C pour étudier le régime des vents par la distribution de Weibull pour ajuster les données statistiques. Nous signalerons les plus utilisées [5-15-16].

III-4-1-1-a Méthode des moindres Carrées (graphique) [17]:

Il s'agit d'une méthode graphique simple appuyée sur la fonction cumulative de Weibull, avec un changement en une forme linéaire en choisissant une échelle logarithmique [11-18].

La fréquence cumulée de la distribution de Weibull est écrit dans les formules (III.7) et (III.8) où la relation (III.7) peut être linéarisée sous la forme suivante

$$\log[-\log F(V \geq V_0)] = K \log V_0 - K \log C \quad (\text{III.14})$$

Et en transformant

$$\begin{aligned} x &= \log V_0 \\ y &= \log[-\log F(V \geq V_0)] \end{aligned}$$

On obtient

$$y = ax + b \quad (\text{III.15})$$

Tel que $a = K, b = -K \log C, c = \exp\left(\frac{-b}{a}\right)$

Le facteur K indique la pente de la droite. La valeur $(-K \log C)$ représente l'ordonnée à l'origine.

Les transformations logarithmiques sont considérées comme la base de la méthode des moindres carrés, et l'application nécessite que les données de vitesse du vent soient dans le format de fréquence de distribution cumulative [15].

L'inconvénient de la méthode des moindres carrés appliquée aux modèles non linéaires est que les variables linéaires sont différentes de celles des variables non linéaires [17].

III-4-1-1-b Méthode du maximum de vraisemblance

C'est une méthode itérative pour déterminer les paramètres de Weibull. La fonction vraisemblance appliquée à la distribution de Weibull s'écrit [15]:

$$L_v = \prod_{i=1}^N f(V_i) = \prod_{i=1}^N \frac{K}{C} \left(\frac{V_i}{C}\right)^{K-1} \cdot \exp\left(-\left(\frac{V_i}{C}\right)^K\right) \quad (\text{III.16})$$

On prend le maximale de L_v on trouve

$$\frac{\partial(\log L_v)}{\partial C} = -\frac{K}{C} N + \frac{K}{C} \sum_{i=1}^N \left(\frac{V_i}{C}\right)^K = 0 \quad (\text{III.17})$$

Par ailleurs,

$$\frac{\partial(\log L_v)}{\partial K} = \frac{N}{K} - N \log C + \sum_{i=1}^N \log V_i - \frac{\sum_{i=1}^N V_i^N \cdot \log V_i}{C^K} + \frac{\sum_{i=1}^K \cdot \log V_i}{C^K} = 0 \quad (\text{III.18})$$

$$\text{Avec } C^K = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left(\frac{V_i}{C} \right)^K \quad (\text{III.19})$$

En utilisant(III.16), il vient

$$\frac{N}{K} + \sum_{i=1}^N \log V_i - \frac{\sum_{i=1}^N V_i^K \log V_i}{C^K} = 0 \quad (\text{III.20})$$

D'où

$$\frac{1}{K} = \left(\frac{1}{C^K} \sum_{i=1}^N V_i^K \log V_i - \sum_{i=1}^N \log V_i \right) \cdot \frac{1}{N} \quad (\text{III.21})$$

Ou k et C sont présentés par les relations suivantes [19,20]:

$$K = \frac{\sum_{i=1}^N V_i^K \log V_i}{\sum_{i=1}^N V_i^K} - \frac{\sum_{i=1}^N (\log V)}{n} \quad (\text{III.22})$$

$$C = \left[\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i^K \right]^{\frac{1}{k}} \quad (\text{III.23})$$

Tel que V_i représente la vitesse du vent à un instant i et n le nombre de mesures de vitesses de vent. Il n'y a pas de solution analytique à cette méthode. Le calcul des paramètres de Weibull à l'aide de la méthode du maximum de vraisemblance est difficile car il doit être résolu numériquement par un processus itératif. Ce système est résolu par itération continue en utilisant la méthode d'optimisation (méthode de Lvenberg-Marquart dans Matlab) [18].

III-4-1-1-c Méthode de l'écart type

Nous pouvons estimer les paramètres de Weibull K et C à partir de la vitesse moyenne $\langle V \rangle$ et l'écart type σ d'un site, selon l'approximation suivant [17]:

$$K = \left(\frac{\sigma}{\langle V \rangle} \right)^{1.086} \quad (\text{III.24})$$

$$C = \frac{\langle V \rangle}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{K}\right)} \quad (\text{III.25})$$

On peut estimer $\langle V \rangle$ et l'écart type σ pour la distribution Weibull donnés dans le tableau (III.1).

Tab III.1: Expression de vitesse moyenne, cubique moyenne et la variance selon le modèle de Weibull

Distributions	$\langle V \rangle$	$\langle V^3 \rangle$	σ^2
Arithmétique	$\sum_{i=1}^n f_i V_i$	$\sum_{i=1}^n f_i V_i^3$	$\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n f_i (V_i - \langle V \rangle)^2$
Weibull	$C \Gamma\left(1 + \frac{1}{K}\right)$	$C^3 \Gamma\left(1 + \frac{1}{K}\right)$	$C^2 \left[\Gamma\left(1 + \frac{1}{K}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{K}\right) \right]$

III-4-1-1-d Méthode de la vitesse moyenne et de la variabilité des vents

Cette approche empirique consiste à calculer k à partir des changements de vent et des vitesses moyennes [9] :

$$K = \begin{cases} 1.05 \langle V \rangle & \text{variabilité du vent faible} \\ 0.94 \langle V \rangle & \text{variabilité du vent moyenne} \\ 0.83 \langle V \rangle & \text{variabilité du vent élevée} \end{cases} \quad (\text{III.26})$$

III-4-2 Distribution hybride de Weibull

La distribution hybride de Weibull à été appliquée lorsque la fréquence des vents calmes enregistré à un endroit, était supérieure ou égale à 15%, [18]. En effet, ce rapport ne peut être ignoré et doit tenir compte des caractéristiques du site en termes d'énergie éolienne. Cette distribution s'écrit :

$$f(V) = (1 - ff_0) \left(\frac{K}{C}\right) \left(\frac{V}{C}\right)^{K-1} e^{-\left(\frac{V}{C}\right)^K} \quad \text{pour } V > 0 \quad (\text{III.27})$$

$$f(V) = ff_0 \text{ pour } V = 0 \quad (\text{III.28})$$

Où ff_0 représente la fréquence des vents calmes.

III-4-3 Distribution de Rayleigh

La distribution de Rayleigh est un cas particulier de la distribution de Weibull lorsque le facteur de forme k égale 2. La densité de probabilité est donnée par l'équation suivante

$$f(V) = 2 \frac{V}{C^2} e^{-\left(\frac{V}{C}\right)^2} \quad (\text{III.29})$$

Toutefois la distribution de Weibull classique (fonction de deux paramètres) est la plus indiquée. L'utilisation de ces deux paramètres permet d'évaluer certaines propriétés de la distribution, décrivant ainsi mieux les caractéristiques des sites.

Tab III.2: Expressions pour la vitesse moyenne, cubique moyenne et la vari σ^3 ance selon le modèle Rayleigh et d'hybride Weibull

Distribution	$\langle V \rangle$	$\langle V^3 \rangle$	σ^3
Hybride weibull	$(1 - ff_0) C \Gamma\left(1 + \frac{1}{K}\right)$	$(1 - ff_0) C^3 \Gamma\left(1 + \frac{1}{K}\right)$	$(1 - ff_0) C^2 \left[\Gamma\left(1 + \frac{1}{K}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{K}\right) \right]$
Rayleigh	$0.866 C$	$1.32 C^3$	$0.2146 C^2$

III-5- Extrapolation verticale de la vitesse du vent et paramètres de Weibull

III-5-1 Extrapolation verticale de la vitesse du vent :

Dans l'extrapolation verticale de la vitesse du vent, on distingue les cas suivants :

-L'extrapolation de la vitesse verticale du vent sur une courte période. Cela inclut l'extrapolation des lectures de la vitesse du vent en moyenne pendant 1 minute ou 1 heure.

-L'extrapolation verticale de la vitesse du vent à long terme fait référence aux statistiques permettant d'étudier le cycle économique en extrapolant les paramètres de Weibull. Cependant, ces formules sont déterminées à partir d'une analyse du profil vertical du vent. La première tâche consistant à déterminer l'extrapolation des vitesses du vent de la hauteur z_1 à z_2 a été réalisée en 1976 par "Mikhail et Justus", qui ont étudiés la volatilité de la vitesse du vent et les paramètres de Weibull [19-22]. Les différents modèles présentés dans la littérature sont décrits ci-dessous.

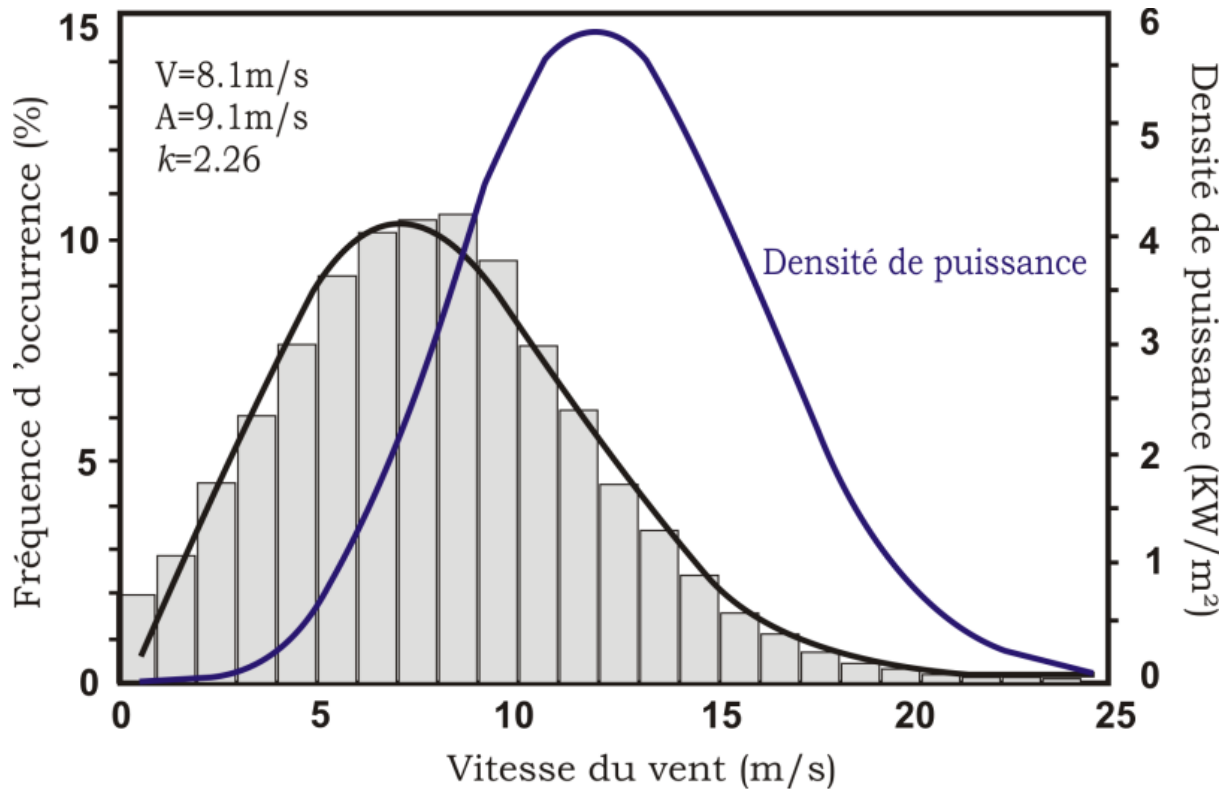


Fig. III-3: Variation du potentiel éolien en fonction de la vitesse de vent [20]

III-5-1-1 Loi Log-linéaire

L'évolution du module de la vitesse du vent avec la hauteur se produit particulièrement dans la couche de surface, où les flux sont considérés comme conservatifs, car ils suivent la loi logarithmique. La relation suivante provient de la théorie de simulation de "Monin-Obukhov" [20], où la vitesse du vent horizontal V_h est formulée en fonction de l'altitude Z_h et de la longueur de rugosité du terrain Z_0 :

$$V_h = \left(\frac{u^*}{k}\right) \left[\ln\left(\frac{z_h}{z_0}\right) + \Psi_m\left(\frac{z_h}{L}\right) \right] \quad (\text{III.30})$$

avec:

L : Longueur de "Monin-Obukhov" en **m** qui est négative pour les conditions instables.

k : Constante de "Von-Karman" supposée égale à 0.4.

u^* : Vitesse de frottement en **m/s**.

Ψ_m : La fonction de stabilité.

III-5-1-2 Loi logarithmique

La loi logarithmique dépend de longueur de rugosité z_0 et est valable pour des terrains relativement plats et profil proche du sol, à une hauteur inférieure à 50m, elle s'écrit sous la forme suivante [23]:

Tel que:

$$V_2 = V_1 \frac{\ln\left(\frac{z_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_1}{z_0}\right)} \quad (\text{III.31})$$

- V_1 : Vitesse mesurée au niveau du mât de mesure.

- V_2 : Vitesse qu'on veut calculer.

- z_1 : Hauteur du mât de mesure.

- z_2 : Hauteur de l'éolienne.

- z_0 : Longueur de la rugosité.

III-5-1-3 Loi de puissance

La corrélation du paramètre de "Monine-obukov" de la rugosité du sol a été réexaminée par Justus et al [22] suivant la formule suivante :

$$V_2 = V_1 \left(\frac{z_2}{z_1}\right)^n \quad (\text{III.32})$$

Selon Mikhail et Justus, Reed, [18] a présenté la relation suivante pour extrapoler la vitesse du vent d'une hauteur z_1 à une hauteur z_2 :

$$V_2 = \alpha V_1^b \quad (\text{III.33})$$

Tel que :

$$\alpha = \left(\frac{Z_1}{Z_2}\right)^{0.279600356 \ln Z_1}$$

$$b = 0.90169 + 1.10528 \ln Z_1 - 0.0550.2 \ln Z_2 - 0.006424 \frac{\ln Z_1}{\ln Z_2} \quad (\text{III.34})$$

Pour simplifier ces formules, Justus et al [22] ont introduit une formule d'exposant de la loi de puissance qui permet d'extrapoler la vitesse instantanée du vent.

Tel que : l'exposant n sous forme

$$n = a + b \ln V_1 \quad (\text{III.35})$$

Et

$$a = \frac{0.37}{\left(1 - 0.0881 \ln\left(\frac{Z_0}{10}\right)\right)}; 0.05m \leq Z_0 \leq 0.5m \quad (\text{III.36})$$

III-5-2 Extrapolation verticale des paramètres de Weibull

III-5-2-1 Modèle "Mikhail et Justus"

En 1976, "Mikhail" et "Justus" ont exposé, pour un repère d'hauteur initiale égale à 10m, les formules d'extrapolation, [22]:

$$\frac{K_2}{K_1} = \left[\frac{1 - 0.0881 * \ln\left(\frac{Z_1}{10}\right)}{1 - 0.0881 * \ln\left(\frac{Z_2}{10}\right)} \right] \quad (\text{III.37})$$

Et

$$\frac{C_2}{C_1} = \left(\frac{z_2}{z_1}\right)^m \quad (\text{III.38})$$

Avec

$$m = \left[\frac{0.37 - 0.0881 * \ln(C_1)}{1 - 0.0881 * \ln\left(\frac{Z_1}{10}\right)} \right] \quad (\text{III.39})$$

III-5-2-2 Modèle «Justus modifié par Poje»

Justus a modifié l'extrapolation du paramètre de Weibull en incluant la rugosité du sol. [24], tel que:

$$\frac{K_2}{K_1} = \left[\frac{1}{1 - 0.0881 * \ln\left(\frac{Z_2}{Z_1}\right)} \right] \quad (\text{III.40})$$

Avec

$$\frac{C_2}{C_1} = \left(\frac{z_2}{z_1} \right)^m \quad (\text{III.41})$$

Et

$$m = \frac{1}{\ln\left(\frac{Z_g}{Z_0}\right)} - 0.088 \ln\left(\frac{C_1}{6}\right) \quad (\text{III.42})$$

III-5-2-3 Modèle "Mikhail modifié"

Pour obtenir une extrapolation de n'importe quel niveau ; en 1985, "Mikhail" à reformulé les expressions d'extrapolation des paramètres présentés, en changeant l'exposant m [25]:

$$m = \frac{1}{\ln\left(\frac{Z_g}{Z_0}\right)} + \frac{0.0881(1 - \ln C_1)}{1 - 0.0881 \ln\left(\frac{Z_1}{10}\right)} \quad (\text{III.43})$$

III-5-2-4 Modèle "Spéra et all":

En 1985, A.S "Mikhail" à exposé la formule de "Richardson et Spéra" qui établi le paramètre de rugosité du sol z_0 , en donnant une extrapolation du paramètre de forme qui s'exposé sous la forme [25]:

$$K_2 = K_1 \frac{1 - \alpha_0 \frac{\ln\left(\frac{Z_1}{Z_r}\right)}{\ln V_h}}{1 - \alpha_0 \frac{\ln\left(\frac{Z_2}{Z_r}\right)}{\ln V_h}} \quad (\text{III.44})$$

Et: $\alpha_0 = \left(\frac{Z_0}{Z_r} \right)^{0.2}$

Étant donné que z_r est la hauteur de référence égale à 10m, l'exposant m_c de l'extrapolation du facteur d'échelle est représenté par :

$$m_c = \alpha_0 \frac{1 - \frac{\ln C_1}{\ln V_h}}{\ln \left(\frac{Z_1}{Z_2} \right) - \frac{1 - \alpha_0}{\ln V_h}} \quad (\text{III.45})$$

III-6-Énergie produite par la ferme

Comme nous l'avons dit précédemment, La turbine est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique mais la puissance éolienne disponible P_m en amont des pales n'est pas entièrement récupérée au niveau de l'avele

Tel que :

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A V_{am}^3 \quad (\text{III.46})$$

La puissance instantanée récupérable (théorique) en avale, a la sortie de l'éolienne est égale

$$P_{m1} = C_p \frac{1}{2} \rho A V_{av}^3 \quad (\text{III.47})$$

Tel que le coefficient de puissance présente un maximum =0.6, Cette limite est appelée « limite de Betz » ,En réalité, elle est inférieure à cette valeur.

Donc la puissance éolienne utile (totale) a la sortie de la turbine [27] :

$$P_u = \int_{V_d}^{V_n} P_{m1} f(V) dV + \int_{V_n}^{V_a} P_n f(V) dV \quad (\text{III.48})$$

$$P_u = \frac{\rho A}{2} \int_{V_d}^{V_n} C_p(V) V_{av}^3 \left(\frac{K}{C} \right) \left(\frac{V}{C} \right)^{K-1} \exp \left(- \left(\frac{V}{C} \right)^K \right) dV + \frac{\rho A}{2} V_n^3 \int_{V_n}^{V_a} \left(\frac{K}{C} \right) \left(\frac{V}{C} \right)^{K-1} \exp \left(- \left(\frac{V}{C} \right)^K \right) dV \quad (\text{III.49})$$

Après l'intégration on trouve

$$P_u = C_f \cdot P_n \quad (\text{III.50})$$

Et C_f Représente le facteur de capacité. Celle-ci peut être estimée à partir des paramètres de Weibull et des différentes vitesses de fonctionnement (démarrage, nominal, arrêt) de l'éolienne [28-29].

Tel que :

$$C_f = \left[\frac{e^{-\left(\frac{V_d}{C}\right)^K} - e^{-\left(\frac{V_n}{C}\right)^K}}{\left(\frac{V_n}{C}\right)^K - \left(\frac{V_d}{C}\right)^K} - \left(\frac{V_a}{C}\right)^K \right] \quad (\text{III.51})$$

Et Enfin, on calcule l'énergie produite par une éolienne

L'énergie produite par la ferme **E(GWh)** représente l'énergie éolienne annuelle totale disponible dans un site donné, la relation suivante en peut calculer en fonction du nombre d'heures [26]

Tel

$$E = P_u \cdot T \quad (\text{III.52})$$

Avec T:represent le nombre d'heures dans une période.

$$E = P_u \cdot d \cdot 24 \quad (\text{III.53})$$

d: représente le nombre de jours

III-6-1 Coût de l'énergie Éolienne

Les coûts de l'énergie éolienne sont calculés selon la méthode de la valeur actuelle $PVC(\$)$ et de la méthode du coût énergétique unitaire $CPU\left(\frac{\$}{KWh}\right)$. L'estimation de $CPU\left(\frac{\$}{KWh}\right)$ est exprimée comme la valeur actuelle des coûts $PVC(\$)$ de l'investissement, divisée par la production d'énergie pendant la durée de vie de l'éolienne. La valeur actuelle des coûts est donnée par la relation suivante [29-30]:

$$PVC(\$) = 1 + C_{OMR} \left(\frac{1+i}{r-i} \right) \left(1 - \left(\frac{1+i}{1+r} \right)^{n_m} \right) - S \left(\frac{1+i}{1+r} \right)^{n_m} \quad (\text{III.54})$$

$$CPU = \frac{PVC}{\left(\frac{\sum_{i=1}^{n_m} Net AEP}{n_m} \right)} \quad (III.55)$$

$I(\$)$: Le coût d'investissement comprend le prix de la turbine majoré de 20% pour le raccordement des câbles au réseau et les autres coûts d'installation.

$C_{OMR}(\$)$: Le coût d'exploitation, de maintenance et de réparation sont estimés à 25% du coût annuel de la machine, (prix machine / durée de vie).

$r(\%)$: Le taux d'intérêt est estimé 8% [31], $i(\%)$: Le taux d'inflation est estimé à 9% [32].

n_m : La durée de vie de la machine est estimée à 20 ans.

$S(\$)$: La valeur de récupération est considérée comme représentant 10% de l'investissement des machines et du travail civil.

Le coût de la turbine dépend de la puissance nominale de la turbine éolienne, et varie selon les fabricants. Pour choisir le coût de la turbine on prend trois parties comme on le voit dans le tableau (III.3) [33-34].

Tab III.3: Coût spécifique des éoliennes suivant la puissance nominale [33-34]

Puissance de turbine	Coût spécifique $\left(\frac{(\$)}{KWh} \right)$	Coût spécifique moyen $\left(\frac{(\$)}{KWh} \right)$
< 20	2200-3000	2600
20-200	1250-2300	1775
>200	700-1600	1150

III-7-Conclusion

L'étude théorique de cet avant-dernier chapitre a permis de passer un nombre de méthodes utilisées pour évaluer le potentiel éolien.

Nous avons montré la distribution de Weibull avec ses deux paramètres (facteur de forme et d'échelle). Nous avons comparé les méthodes employées pour évaluer les deux facteurs, de weibull. Nous avons montré dans ce chapitre les différentes méthodes exposées dans la littérature pour extrapoler la vitesse du vent et les deux paramètres de Weibull.

La fin de ce chapitre a été vouée à la présentation des lois utilisées pour évaluer la densité de Puissance moyenne et énergétique, l'énergie produite par une éolienne type et le cout d'énergie électrique produite.

Bibliographies

- [1] G. Sarlos, P.A. Haldi, P.Verstraete, René Walther .Systèmes énergétiques offre et demande d'énergie : méthode d'analyse 21 (2003) 297–310.
- [2] Aiche-Hamane L, Belhamel M, Benyoucef B, Hamane M. Feasibility study of hydrogen production from wind power in the region of Ghardaia. *Int J hydrogen energy* 34 (2009) 7947–52.
- [3] Kostas Philippopoulos, Despina Deligiorgi, and George Karvounis, Wind Speed Distribution Modeling In The Greater Area Of Chania, Greece, *International Journal of Green Energy* 9 (2012) 175–92.
- [4] W. Weibull. A statistical distribution function of wide applicability.*Journal of Applied Mechanics*18 (1951) 295–96.
- [5] C. G. Justus, W. R. Hargraves, A. Yalcin. Nationwide assessment of potential output from wind powered generators. *Journal of Applied Meteorology*15(1976) 672–77.
- [6] C. G. Justus, W. R. Hargraves, A. Mikhail, D. Graber. Methods for estimating wind speed frequency distribution. *Journal of Applied Meteorology*17 (1978) 350–52.
- [7] J. Martin .Energie Eoliennes. technique d'ingénieur, 1997 B 8585 pp1-5.2006.
- [8] N. Kasbadji-Merzouk , M. Merzouk, Estimation du Potentiel Energétique Eolien Utilisable- Application au Pompage dans les Hauts Plateaux. *Revue des Energies Renouvelables*
- [9] S. T. Frandsen. Turbulence and turbulence-generated structural loading in wind turbine clusters," Doctrate Doctoral, Denmark. Forskningscenter RISØ, RISØ-R., Technical University of Denmark, Denmark,(2007).
- [10] S. Diaf, G. Notton. Evaluation of electricity generation and energy cost of wind energy conversion Systems in southern Algeria. *Renew Sustain Energy Rev* 23 (2013) 379–90.
- [11] G .Cunry. Eoliennes et Aérogénérateurs . EDISUD/Technologie douce,(1979).
- [12] Durisic Z, Mikulovic J. Assessment of the wind energy resource in the South Banat region, Serbia.*Renew Sustain Energy Rev* 16 (2012) 314–23.
- [13] Solari G. Wind Speeds Statistics . Collège on atmospheric Boundary Layer and Air Pollution. ICTP, Trieste, Italie,(1994).
- [14] www.wind-data.ch

- [15] J.V. Seguro, 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* 85 (2000) 76–83.
- [16] P. Alexandre, R Andrade, M. Silva. Comparison of seven numerical methods for determining Weibull parameters for wind energy generation in the northeast region of Brazil,*Applied Energy* 89 (2012) 395–400.
- [17] R.Hammouche. Atlas Vent de l'Algérie/ONM. Office des Publications Universitaires (OPU), Alger 1990.
- [18] N. Kasbadji Merzouk, H. Daaou. Atlas Energétique Eolien de l'Algérie .SIPE5,Béchar, Algérie ,(2000).
- [19] E. Peterson. On the Use of Power Laws Estimates of Wind Power Potential .*J. of Applied Meteorology* 391 (1978) 391–93.
- [20] C. G. Justus, W. R. Hargraves, A. Yalcin. Nationwide assessment of potential output from wind powered generators. *Journal of Applied Meteorology* (1976) 674–679.
- [21] G Pavia Edgar, J O'Brein James. Weibull statistics of wind speed over the4 ocean. *J. Clim Appl. Meteor* 25(1986)1324 –32

- [22] C.G Justus, A. Mikhail. Height Variation of Wind speed and Wind Distributions Statistics . Geophysical Research Letters (1976) 182–188.
- [23] J.A. Businger, J.C. Wyngaard, Y. Izumi, E.F. Bradley. Flux-profile relationships in the atmospheric surface layer, J. Atmos. Sci. 28 (1971) 182–188.
- [24] Tennekes A. The logarithmic wind profile .J. of Atmospheric sciences 30 (1973) 233–237.
- [25] C. G. Justus and A. Mikhail, Height Variation Of Wind Speed And Wind Distributions Statistics, Geophysical Research Letters 35 (1976) 262-263.
- [26] Mostafaeipour A, Khayyami M, Sedaghat A, Mohammadi K, Shamshirband S, Sehati MA, Gorakifard E. Evaluating the wind energy potential for hydrogen production: a case study. Int J Hydrogen Energy 41 (2016) 6002–210.
- [27] M. Rezaei, M. Salimi, Momeni M, A. Mostafaeipour. Investigation of the socio economic feasibility of installing wind turbines to produce hydrogen: case Study. Int J Hydrogen Energy 43 (2018) 2313–28.
- [28] K. Mohammadi, A. Mostafaeipour. Economic feasibility of developing wind turbines in Aligoodarz, Iran. Energy Convers Manage 76 (2013) 645–53.
- [29] Ziazi R, Mohammadi K, Goudarzi N. Techno-economic assessment of utilizing wind energy for hydrogen production through electrolysis. In: Proceedings of the ASME 2017 power conference joint with ICOPE-17, June 26-30. North Carolina, USA: Charlotte; 2017.
- [30] M. Rezaei, N. Naghdi-Khozani, N. Jafari. Wind energy utilization for hydrogen production in a developed country: An economic investigation. Renew Energy 2020;147:1044-57.
- [31] Bruck M, Sandborn P, Goudarzi N. A levelized cost of energy (LCOE) model for wind farms that include power purchase agreements (PPAs). Renew Energy 2018;122 :131-39.
- [32] AS. Ahmed Shata. Electricity generation from the first wind farm situated at Ras Ghareb, Egypt. Renew Sustain Energy Rev 16 (2012) 1630–35.
- [33] MS. Adaramola, SS. Paul, SO. Oyedepo. Assessment of electricity generation and energy cost of wind energy conversion systems in north-central Nigeria. Energy Conversion and Management 52 (2011) 3363–52.
- [34] S. Mathew. Wind energy: fundamentals, resource analysis and economics. Berlin Heidelberg: Springer, (2006).

Chapitre IV

Résultats et Interprétations

IV-1-Introduction

L'étude du potentiel éolien en évaluant spécifiquement la production d'électricité par l'énergie renouvelable est influencée par les données de vent (direction –vitesse), les groupes d'obstacles qui entourent le mât de mesure, la topographie du terrain ainsi que la présence de régions voisines à caractère rugueux. Pour cela, l'utilisation d'outils numérique et de logiciels comme le WAsP reste une solution pour établir la carte de vent, l'emplacement des éoliennes et l'estimation de la production d'électricité.

Dans ce travail on a utilisé les données horaires de la vitesse et de la direction du vent recueillies entre (1999-2008) à une hauteur standard de 10 m du sol aux stations météorologiques de seize(16) sites dans l'Algérie pour estimer le potentiel éolien, et les données horaires à 10m de la vitesse et de la direction du vent recueillies entre (2006-2015) d'Annaba nord-est Algérie pour estimer la production d'électricité.

Pour traiter ces données utilisant le logiciel WAsP (WindAtlas Analysis and Application Program), ces données sont considérées comme des entrées (inputs) et différents types de résultats pouvant être déduits des sorties (outputs), Nous essaierons en détail de traduire ce que nous avons mentionné à travers un organigramme qui détermine l'action de WAsP

IV-2- Wind Atlas Analysis And Application Program

WAsP est un logiciel développé par des chercheurs danois. Avec ce logiciel, vous pouvez utiliser le traitement statistique des données de vent mesurées à la station et l'extrapolation horizontale et verticale de ces données de vent pour estimer le potentiel de vent sur l'ensemble de la zone environnant [1-2].

IV-3-Données utilisées par le WAsP

Le logiciel WAsP nécessite beaucoup de données pour estimer le potentiel éolien (quantité estimée de production d'électricité) disponible dans une région particulière et pour y créer une carte des vents. Ces données sont résumées comme suit (fig.IV-1):

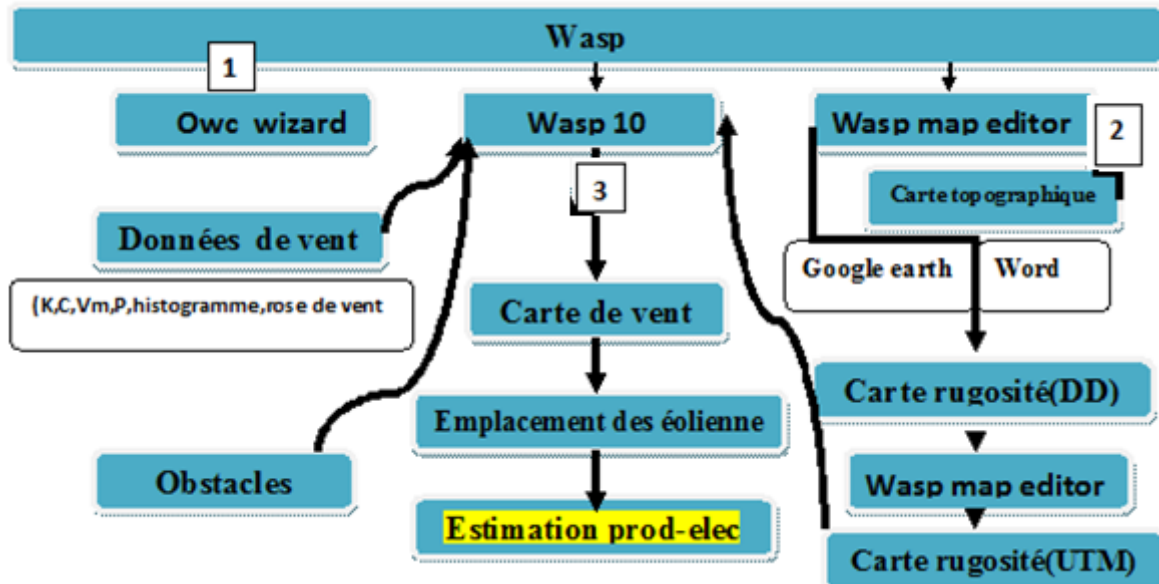


Fig.IV-1: Organigramme de WASP pour l'estimation de la production d'électricité éolienne

IV-3-1 Données du vent

Ce travail a utilisé des données horaires sur les vitesses et les directions du vent recueillies à une altitude standard de 10 m au-dessus du sol à l'Observatoire météorologique d'Annaba (2006-2015). Les coordonnées géographiques des stations météorologiques enregistrées par l'Agence météorologique nationale (ONM), WASP a été utilisé pour l'analyse des données, (Voir figure. IV-2).

IV-3-2 Données d'obstacles

Il s'agit de données liées au groupe d'obstacles qui existent autour du mât que vous rencontrez. Ces données sont caractérisées par la distance au mât rencontré, l'angle d'ouverture et la hauteur de l'obstacle (Voir figure. IV-3), ces données sont saisies dans le logiciel WASP pour nous donner le schéma présenté ci-dessous, (Voir figure. IV-4).

Dans notre étude, nous avons négligé le groupe obstacles car le site d'Annaba respecte les conditions liées à l'implantation de mât de mesure [3].

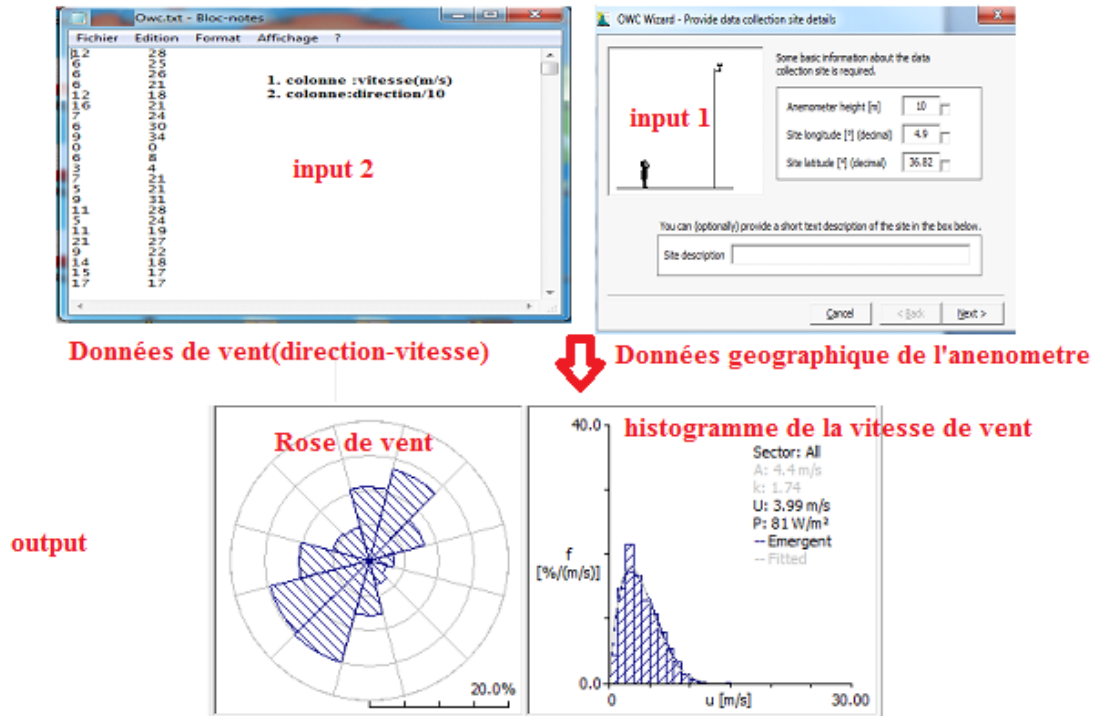


Fig. IV-2: Étapes de détermination des paramètres de Weibull sur le logiciel WASP

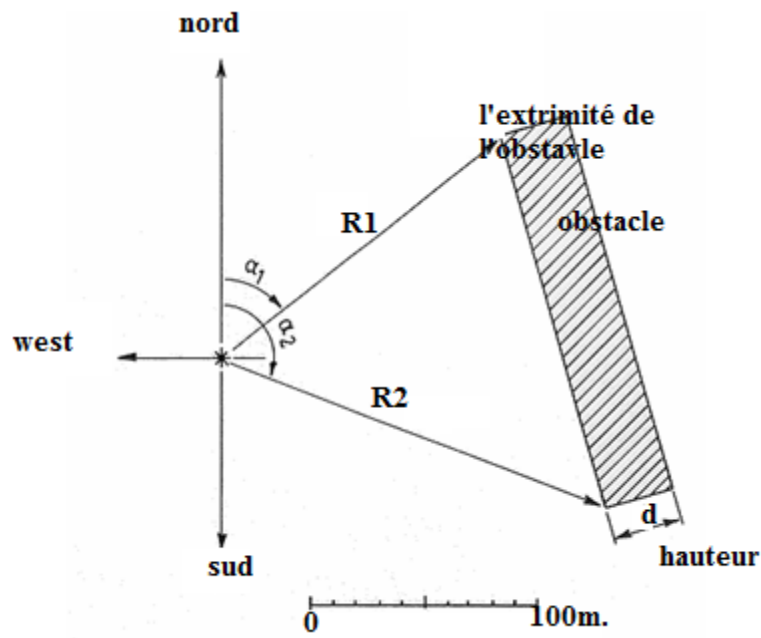


Fig. IV-3: Données des obstacles [3]

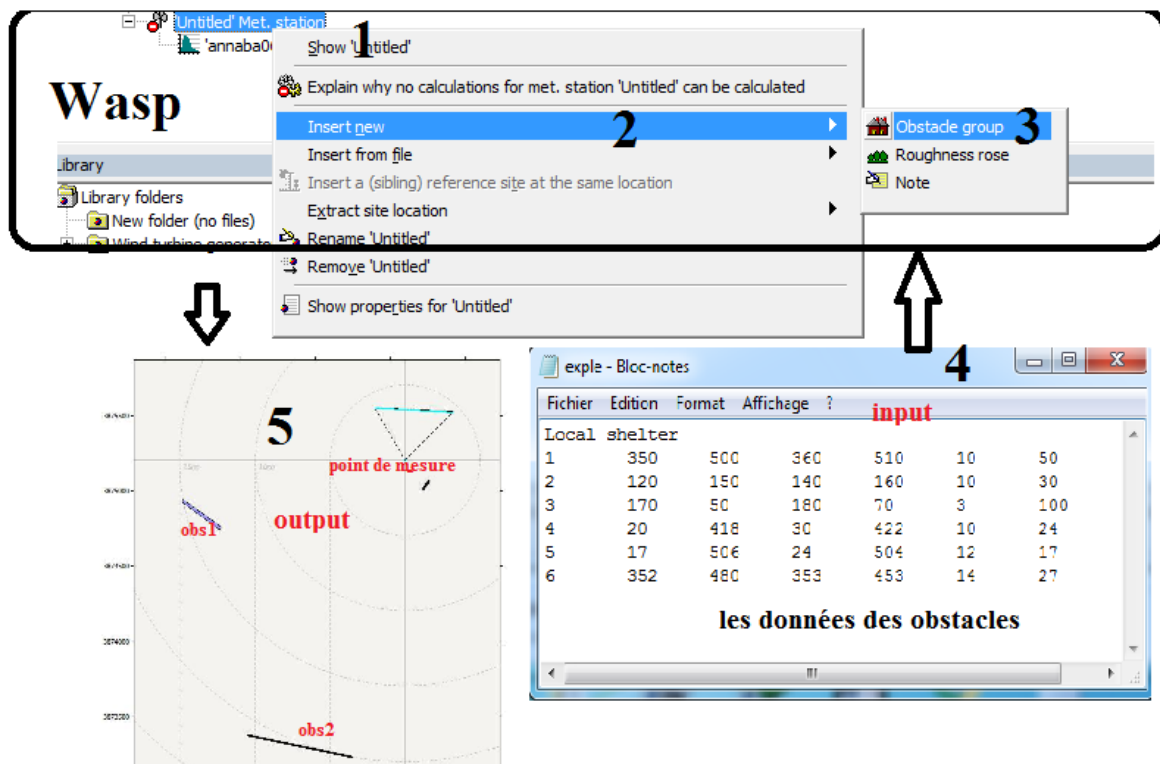


Fig. IV-4: Étapes de détermination et de création des obstacles sur le logiciel WAsP

IV-3-3 Cartes Topographiques

Les cartes topographiques sont de très grandes cartes, et les détails sont nombreux. Une carte topographique a pour but de représenter tous les éléments qui composent les reliefs d'une région, en fonction de l'altitude (voir figure. IV-5).

Une fois les données de vent, la carte de topographie et la carte de rugosité tracée en fonction du tableau (IV-1) sont introduites dans le logiciel WAsP, nous pouvons tracer la carte des vents sur la région délimitée à une quelconque hauteur avec de meilleures résolutions afin de raffiner les résultats pour chaque région (voir figure. IV-6).

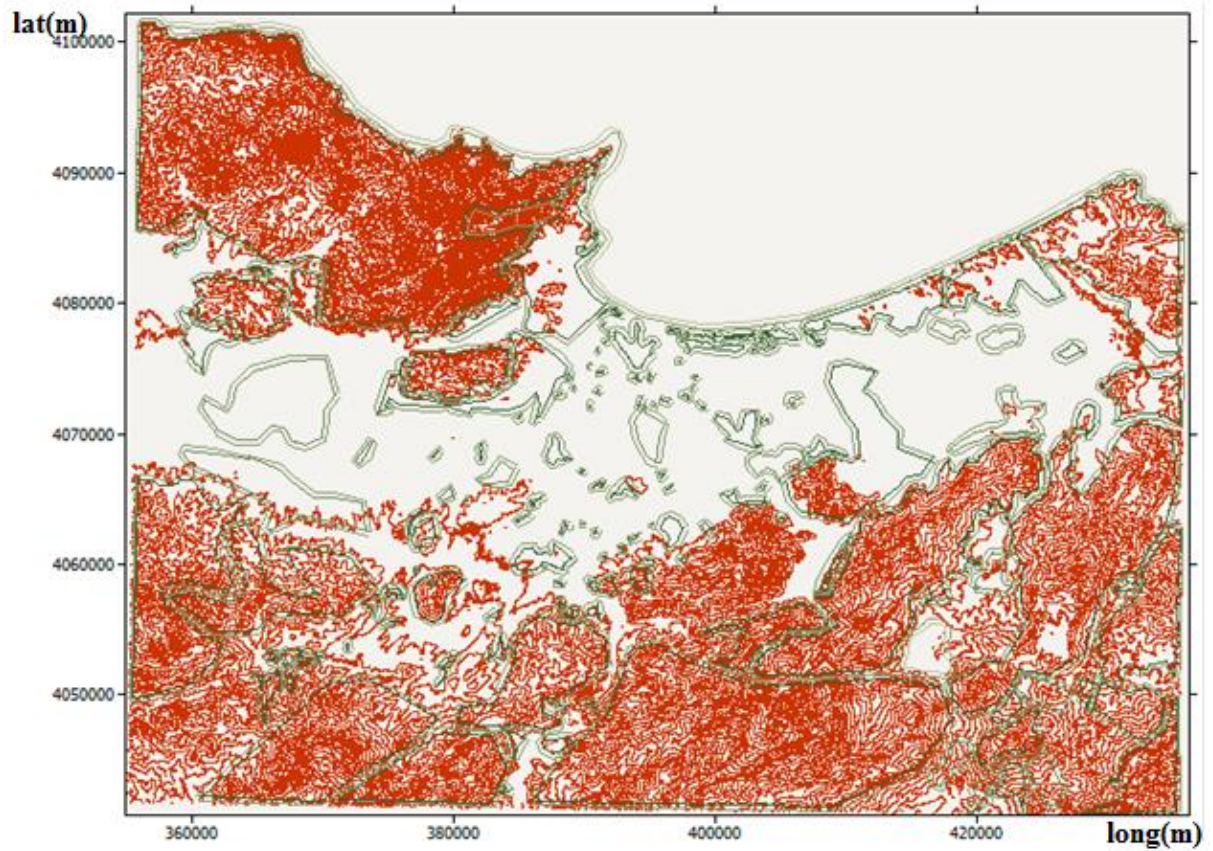


Fig. IV-5: Carte topographique avec rugosité

Tab. IV-1: Caractéristiques de la surface du terrain [4]

Caractéristiques de la surface du terrain	Z_0 (m)
foret	0.6
Petite ville	0.5
village	0.3
Champ avec maison didtancées	0.1
Champs cultivable	0.05
Plan dur	0.01

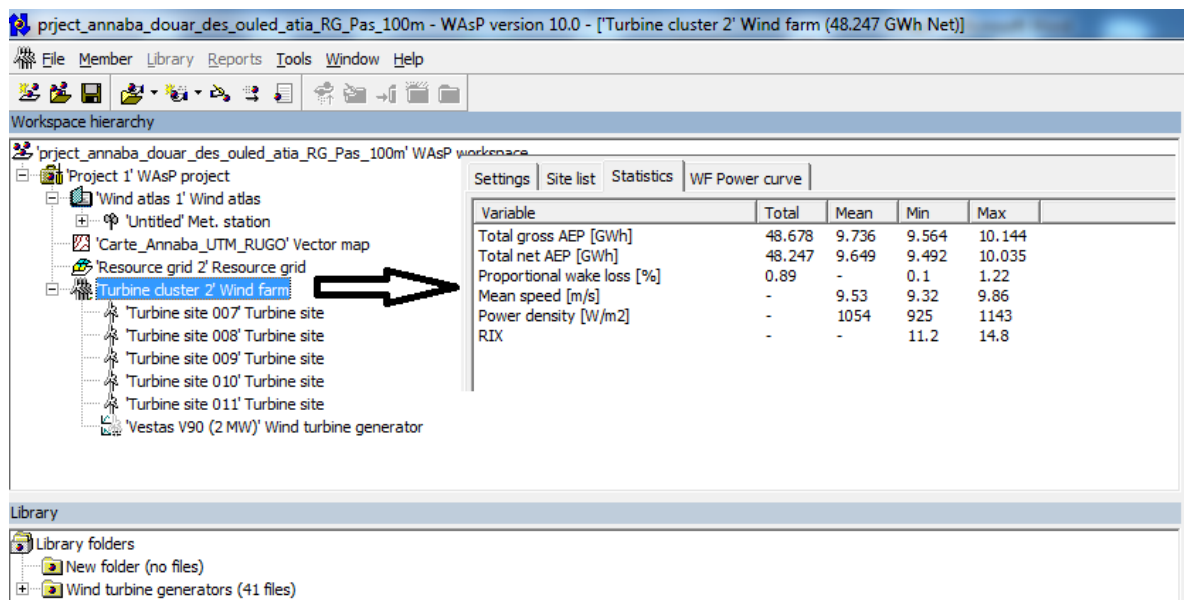
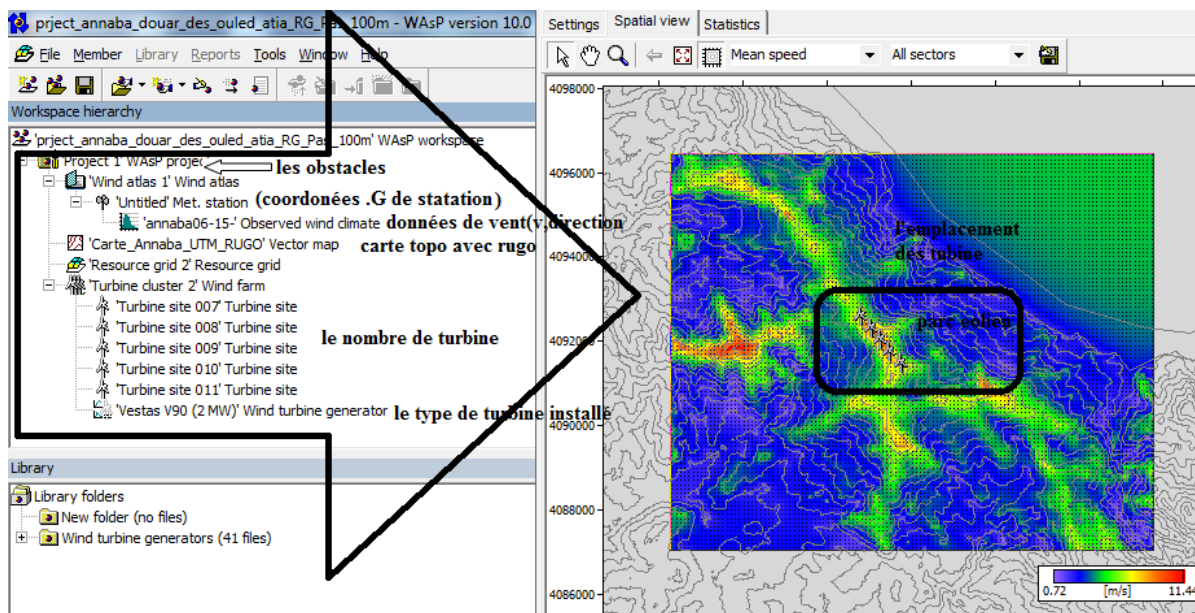


Fig. IV-6: Étapes pour l'élaboration d'une carte des vents sur le logiciel WAsP

IV-4-Emplacement des éoliennes

La détermination de la zone de l'emplacement des éoliennes est déterminée par la projection de la carte de rugosité sur Google Earth par le logiciel WAsP. Le choix de l'aérogénérateur idéal est très important pour l'économie, alors que la production d'électricité est fortement dépendante des conditions de vent.

L'installation des éoliennes au niveau de la ferme éolienne, suivant une augmentation de vitesse du vent, a distance de quatre 4 fois du diamètre de l'éolienne de façon à optimiser le

rendement de la ferme (voir figure. IV-7).

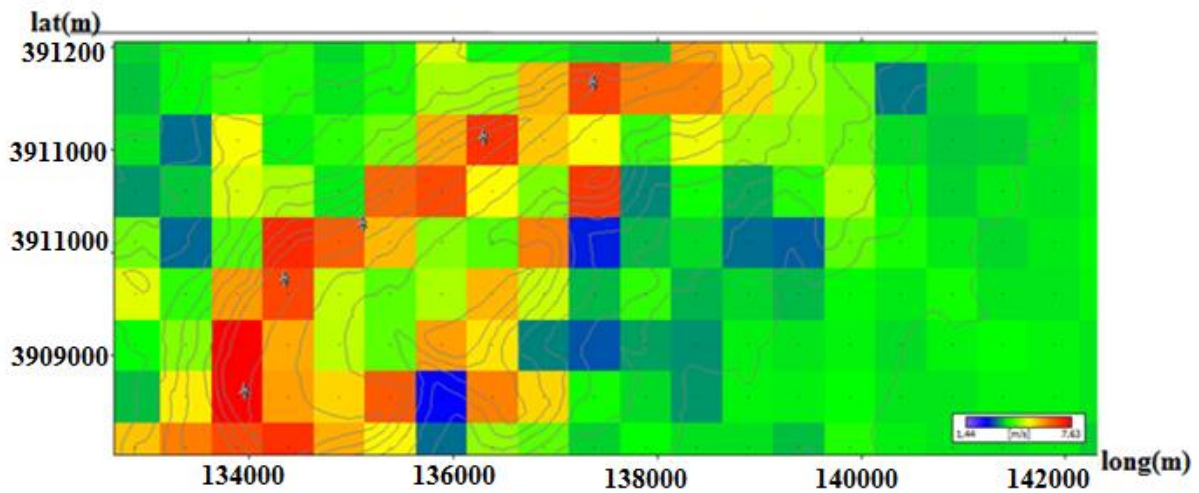


Fig. IV-7: Disposition des éoliennes sur la carte de la production énergétique

IV-5-Application générale aux sites algériens

Cette étude a analysé le potentiel éolien de plusieurs régions d'Algérie avec des données enregistrées durant la période 1999-2008, et afin d'évaluer la production d'électricité en Algérie, nous avons choisi le site d'Annaba, car nous avons obtenu les données les plus récentes liées à cette région au cours de la période 2006-2015.

IV-5-1-Régions à l'étude

Seize (16) régions ont été considérées dans cette étude. Leurs positions géographiques sont données dans la figure (IV-8) dont les coordonnées sont indiquées dans le tableau (IV-2). Les données pour les régions explorées ont été fournies par l'Office National Algérien de la Météorologie [5,6].

IV-5-2 Estimation des paramètres de Weibull

L'objectif de cette étude est d'estimer les paramètres de Weibull, l'utilisation de données de vent et de modèles mathématiques pour l'estimer. Un formulaire d'analyse est également présenté pour évaluer le potentiel éolien. Le logiciel WAsP est utilisé pour l'analyse des données.

Tab. IV-2: Coordonnées géographiques des différentes régions étudiées [7,6]

	Sites	Longitude (°)	Latitude (°)	Altitude (m)
01	Skikda	06° 57' E	36°52'N	9
02	Algiers	03° 15' E	36° 43'N	25
03	Oran	00°37' W	35° 38'N	99
04	Tébessa	08°08'E	35° 26'N	816
05	Chlef	01°21'E	36° 10'N	112
06	Tlemcen	01°19'W	34° 56'N	810
07	Djelfa	03° 15' E	34° 41'N	1144
08	Tiaret	01° 20' E	35° 23'N	1023
09	El Bayadh	01° 01' E	33° 41'N	1305
10	In Amenas	09° 38' E	28° 38'N	562
11	In Salah	02° 28' E	27° 12'N	243
12	Tindouf	08°08' W	27° 40'N	402
13	Adrar	00°17' W	27° 53'N	264
14	Béchar	02°15' W	31° 38'N	806
15	Ghardaia	03° 49' E	32° 23'N	450
16	Tamanrasset	05° 31' E	22° 47'N	1378

Dans cette étape de l'étude statistique, nous présentons les résultats relatifs à l'étude globale au niveau des 16 régions, à hauteur de 10m avec les vitesses moyennes, les densités de puissances moyenne et les valeurs des paramètres de Weibull données dans le tableau (IV-3). En suite, nous détaillons les résultats de l'étude par extrapolation verticale à 30 et 50m de hauteur présentées respectivement dans les tableaux (IV-4) et (IV-5). Par ailleurs, la figure (IV-9) donne un aperçu de l'évolution des vitesses moyennes pour les différentes régions étudiées à 10, 30 et 50m de hauteur.

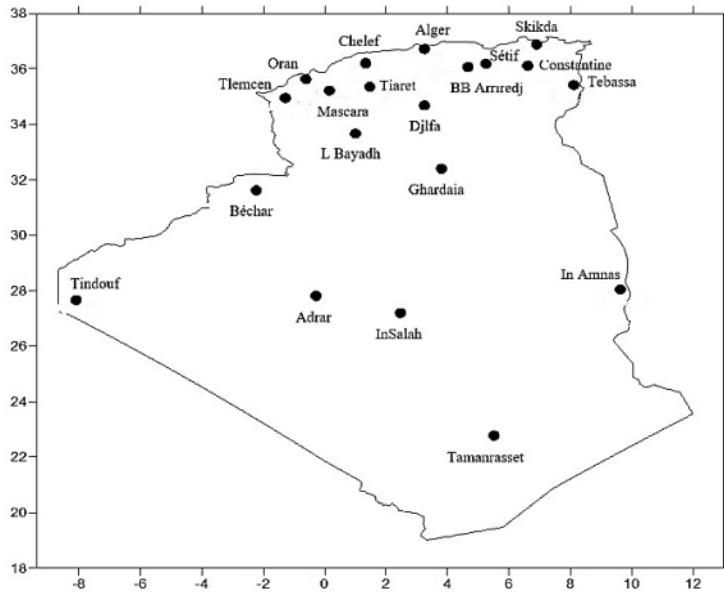


Fig. IV-8: Répartition des stations météorologiques étudiées sur le territoire algérien [4]

Tab. IV-3: Estimation des paramètres de Weibull, de la vitesse moyenne et de la densité de puissance pour les différents sites à 10 m de hauteur

N°	Sites	k (-)	C (m/s)	Vm (m/s)	P10(W/m2)
01	Skikda	1.57	3.30	2.96	040.61
02	Algiers	2.03	5.00	4.43	100.22
03	Oran	1.26	4.10	3.81	123.32
04	Tebessa	1.55	4.10	3.69	079.61
05	Chlef	1.82	4.50	4.00	082.79
06	Tlemcen	2.12	4.70	4.16	079.78
07	Djelfa	1.71	4.40	3.92	084.22
08	Tiaret	1.74	6.30	5.61	241.20
09	El Bayadh	1.62	5.30	4.75	159.78
10	In Amenas	1.87	5.40	4.79	138.33
11	In Salah	1.68	5.80	5.18	197.97
12	Tindouf	1.90	5.40	4.79	135.73
13	Adrar	2.15	7.20	6.38	283.12
14	Béchar	1.35	4.80	4.40	167.89
15	Ghardaia	1.65	5.60	5.01	183.12
16	Tamanrasset	1.46	4.00	3.62	082.51

Tab. IV-4: Estimation des paramètres de Weibull, de la vitesse moyenne et de la densité de puissance pour les différents sites à 30 m de hauteur

N°	Sites	k (-)	C (m/s)	Vm (m/s)	P30(W /m2)
01	Skikda	1.74	4.40	3.92	082.17
02	Algiers	2.25	6.41	5.68	192.07
03	Oran	1.39	5.36	4.89	219.36
04	Tebessa	1.71	5.36	4.78	152.25
05	Chlef	2.01	5.83	5.17	160.50
06	Tlemcen	2.34	6.06	5.37	157.34
07	Djelfa	1.89	5.71	5.07	161.48
08	Tiaret	1.92	7.90	7.01	419.88
09	El Bayadh	1.79	6.76	6.01	286.77
10	In Amenas	2.07	6.87	6.09	254.92
11	InSalah	1.86	7.33	6.51	348.23
12	Tindouf	2.10	6.87	6.08	251.39
13	Adrar	2.38	8.92	7.91	495.52
14	Béchar	1.49	6.18	5.58	292.75
15	Ghardaia	1.82	7.10	6.31	325.17
16	Tamanrasset	1.61	5.24	4.70	155.95

Tab. IV-5: Estimation des paramètres de Weibull, de la vitesse moyenne et de la densité de puissance pour les différents sites à 50 m de hauteur

N°	Sites	k (-)	C (m/s)	Vm (m/s)	P50(W/m2)
01	Skikda	1.83	5.04	4.48	115.51
02	Algiers	2.36	7.21	6.39	263.31
03	Oran	1.47	6.08	5.50	285.99
04	Tebessa	1.80	6.08	5.41	207.12
05	Chlef	2.12	6.58	5.83	218.91
06	Tlemcen	2.47	6.83	6.06	216.74
07	Djelfa	1.99	6.46	5.73	220.67
08	Tiaret	2.03	8.79	7.79	544.49
09	El Bayadh	1.89	7.58	6.73	377.75
10	In menas	2.18	7.70	6.82	342.03
11	InSalah	1.96	8.19	7.26	457.13
12	Tindouf	2.21	7.70	6.82	337.99
13	Adrar	2.50	9.86	8.75	646.91
14	Béchar	1.57	6.96	6.25	380.99
15	Ghardaia	1.92	7.94	7.04	426.29
16	Tamanrasset	1.70	5.95	5.30	210.03

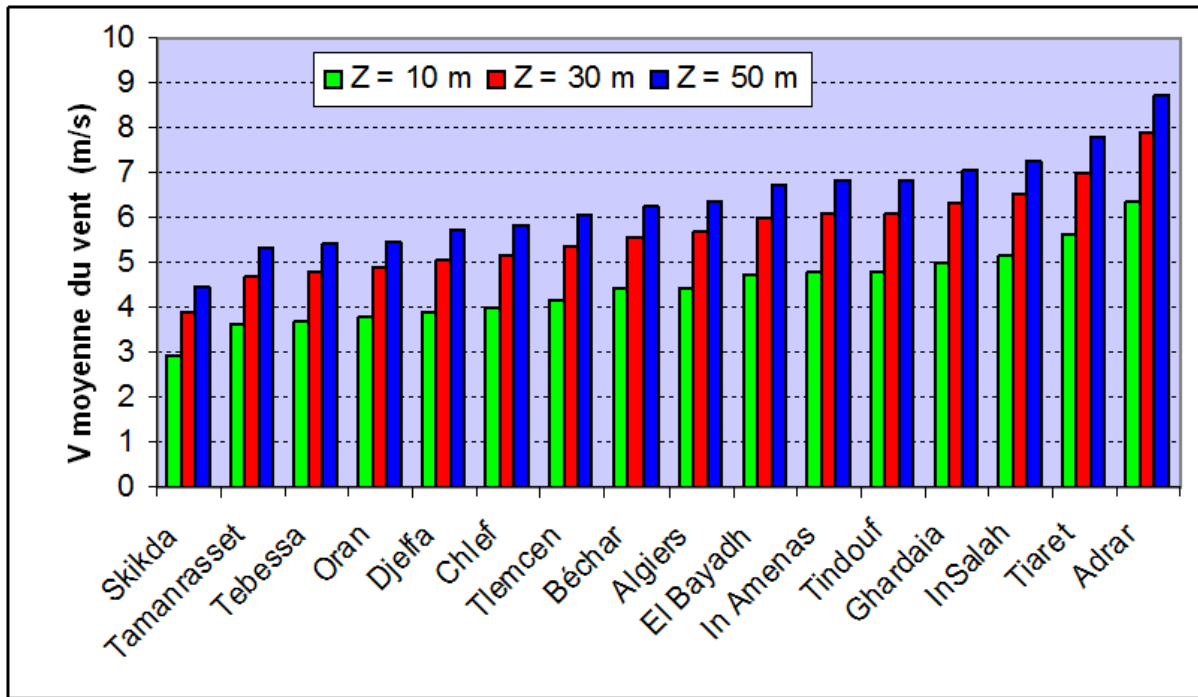


Fig. IV-9: Evolution des vitesses moyennes du vent pour les différents sites à 10, 30 et 50m de hauteur

Il ressort clairement des tableaux présents, que la vitesse du vent et l'énergie éolienne moyenne disponible, augmentent avec la hauteur. La vitesse et l'énergie les plus élevées correspondent à la hauteur la plus élevée.

On remarque bien que le site d'Adrar reste toujours le meilleur site, avec une vitesse du vent supérieure à 8,75 m/s et une densité de puissance supérieure à 646.91W/m² à des hauteurs supérieures à 50 m, (voir figure. IV-9).

IV-6- Production d'électricité à partir de l'énergie éolienne

Le but de cette étude est d'évaluer la production d'électricité à partir de l'énergie éolienne. Un formulaire d'analyse des coûts est également présenté pour la production d'électricité, nous avons utilisé WAsP pour l'analyse et la cartographie des données.

IV-6-1 Les données

Dans ce travail nous avons utilisé les données horaires des vitesses et des directions du vent recueillies entre (2006-2015) à une hauteur standard de 10 m du sol à la station météorologique d'Annaba, située au nord-est d'Algérie. Les coordonnées géographiques de la station météorologique sont données dans le Tableau (IV-6). Les données en question ont été collectées par l'Office National Météorologique (ONM) [8].

Tab. IV-6: Coordonnées géographiques de la station météorologique d'Annaba

Station	longitude(°)	latitude(°)	altitude(m)	Période de mesure	Condition géographique
Annaba	7,80	36,82	4,9	de 2006 à 2015	Littoral

IV-6-2 Étude statistique

Les données utilisées dans ce travail s'étalent sur une période de 10 ans (2006-2015), enregistrées avec un pas d'une heure. Cette section comprendra une évaluation temporelle du gisement éolien en termes des vitesses moyennes, densités de puissances moyennes, paramètres de Weibull, histogramme et rose des vents.

IV-6-2-1 Etude annuelle :

Dans la première étape de l'étude statistique, nous présentons les résultats relatifs à l'étude globale sur le site d'Annaba, au niveau du mât de mesure à 10m de hauteur, l'étude comprend la rose des vents (figure. IV-10), l'histogramme annuelle des vitesses du vent (figure. IV-11), ainsi que les vitesses moyenne, les densités de puissances moyenne et les valeurs des paramètres de Weibull données dans le tableau (IV-7). Par la suite, nous détaillons l'étude année par année (tableau. IV.8).

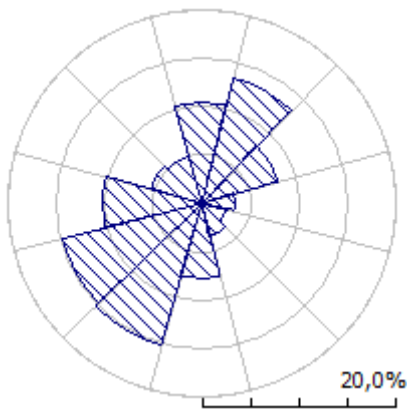


Fig. IV-10: Rose des vents pour la station de Annaba à 10 m du sol.

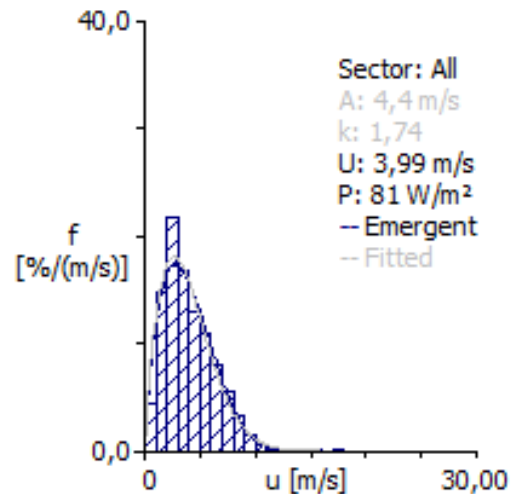


Fig. IV-11: Histogramme annuel de la vitesse du vent pour la station de Annaba à 10 m du sol.

Tab. IV-7: Caractéristiques moyennes annuelles du vent 10 m du sol d'Annaba

parameters	V_m (m/s)	A (m/s)	K	P (W/m ²)
Annaba	3.99	4.4	1.74	81

Chapitre IV: Résultats et interprétations

L'histogramme annuel de la vitesse du vent pour la station d'Annaba à 10 m du sol donné sur la figure (IV-11), indique que la gamme de la vitesse du vent peut atteindre 15m/s pour le site d'Annaba. Du tableau (IV-7), nous remarquons que les vitesses moyennes annuelle avoisine 4m/s; alors que les densités de puissances moyenne annuelle dépasse 80W/m². Avec un facteur de forme égal à 1.74, nous constatons que dans la période globale, le vent reste assez stable au niveau du site étudié. Par ailleurs, de la (fig. IV-10), nous constatons que la direction dominante dans cette région est le sud-ouest.

Tab. IV-8: Variation annuelle des paramètres de Weibull, des vitesses moyennes et des densités de puissances moyenne.

Parametres/années	V_m (m/s)	A (m/s)	K	P (W/m ²)
2006	4.23	4.7	1.84	92
2007	3.98	4.4	1.70	83
2008	3.83	4.2	1.69	74
2009	3.85	4.2	1.72	74
2010	4.16	4.6	1.85	86
2011	4.08	4.5	1.87	81
2012	3.92	4.3	1.74	77
2013	3.96	4.3	1.70	80
2014	4.01	4.4	1.73	81
2015	4.07	4.5	1.77	83

Le tableau (IV-8) résume la variation annuelle des paramètres de Weibull, les vitesses moyennes et les densités de puissance moyenne à 10 m de hauteur. Nous remarquons que le site d'Annaba comprend une densité de puissance moyenne annuelle qui varie de 74 à 92W/m², et les deux ans 2008 et 2009 représentent le plus faible potentiel éolien, alors que 2006 est l'année le plus fort potentiel en termes des vitesses moyenne et des densités de puissances moyenne Avec un facteur de forme qui varie de 1.69 à 1.87, nous constatons que dans la période globale, le vent reste assez stable au niveau du site étudié.

Au plus, d'après la figure (IV-12), nous remarquons que l'évolution annuelle du vent reste stable année en année, avec une vitesse moyenne qui varie de 3.83 m/s à 4.23m/s à 10 m d' hauteur.

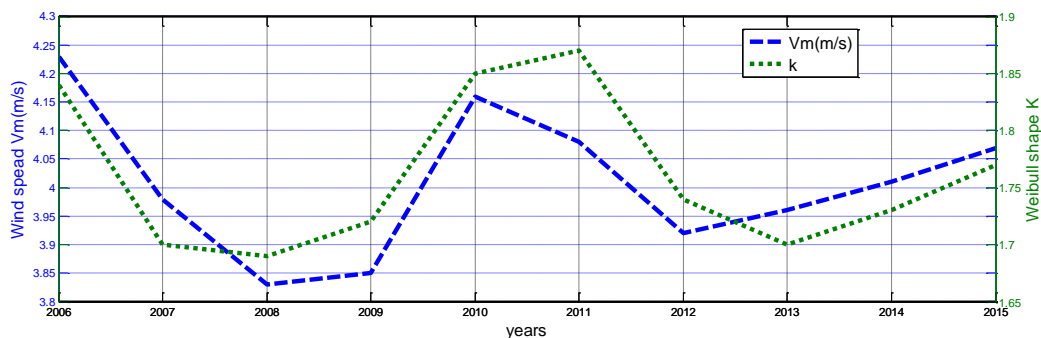
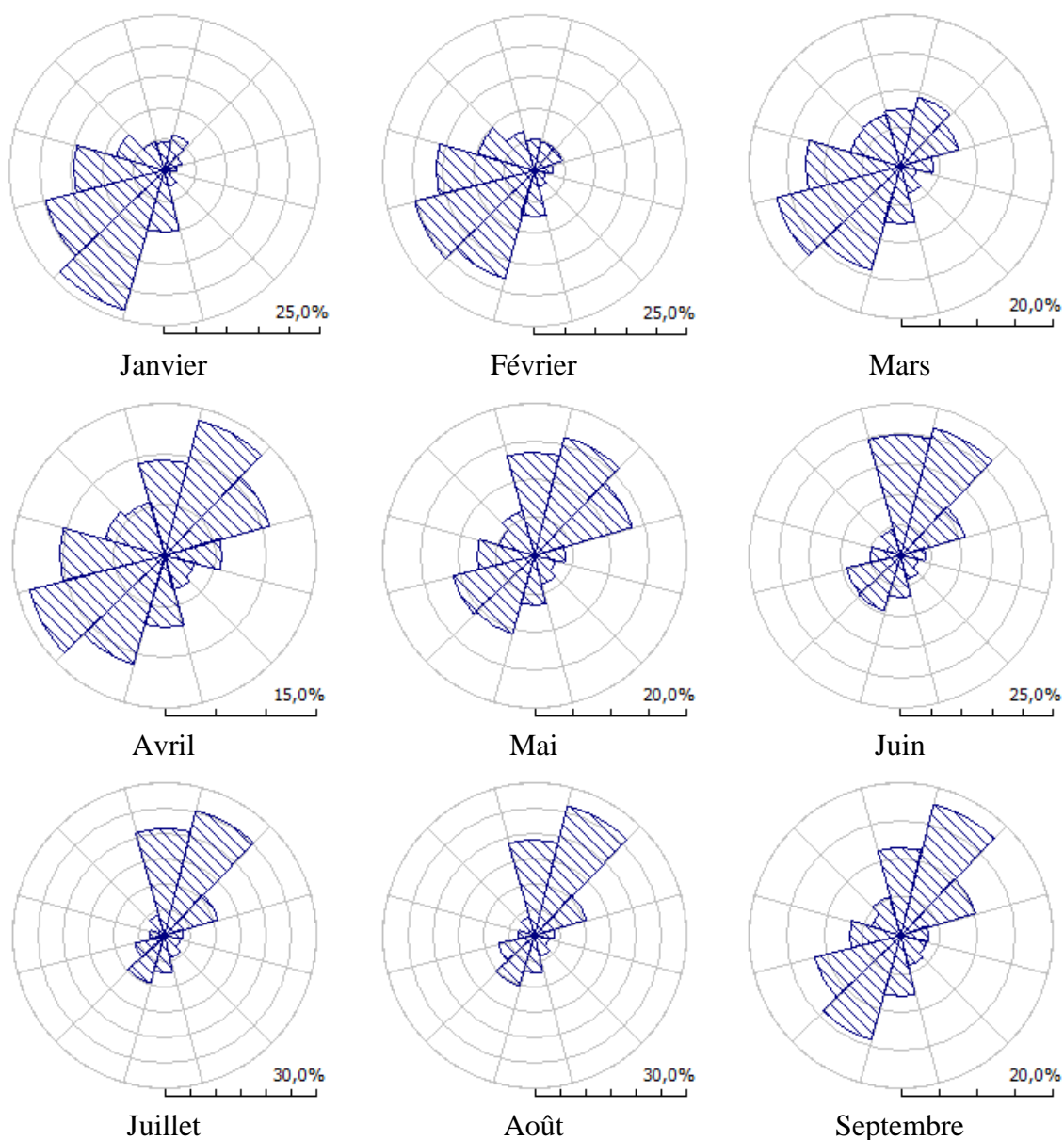


Fig. IV-12: Variation annuelle de la vitesse moyenne et du paramètre de forme pour le site d'Annaba.

IV-6-2-2 Etude mensuelle (2006-2015)

Cette section comprend une évaluation mensuelle du potentiel éolien où nous présentons les roses du vent au niveau de la figure (IV-13).



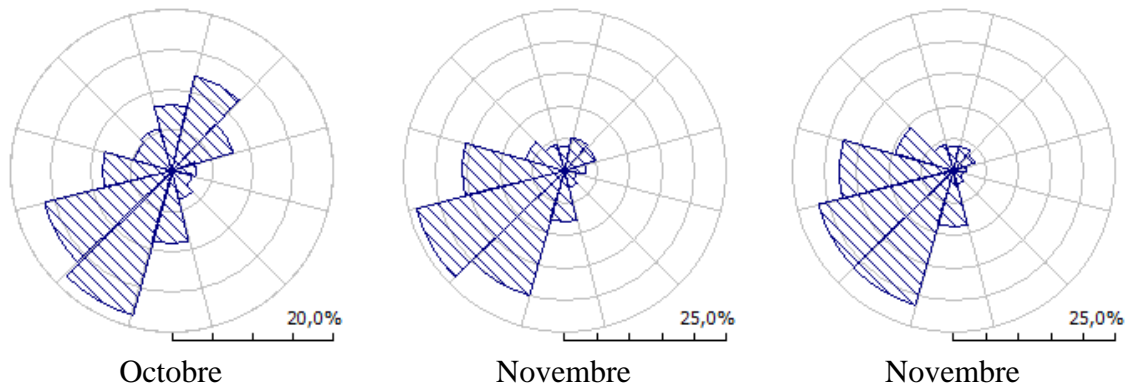


Fig. IV-13: Roses des vents mensuelle (2006-2015), pour le site de Annaba.

Pour déterminer la direction dominante, et les résultats liés de l'évolution mensuelle de la vitesse moyenne et au facteur de forme pour le site est illustré au niveau de tableau (IV-9), et nous étudions les changements de vitesse du vent.

D'après la figure (IV-13), nous constatons, que le sud-ouest représente la direction prédominante du mois d'octobre jusqu'au mois de mars qui représente les saisons d'automne et d'hiver. D'autre part, du mois d'avril jusqu'au mois de septembre la direction prédominante est le nord-est qui représente le printemps et l'été.

Tab. IV-9: Variation mensuelle (2006-2015), des paramètres de Weibull, de la vitesse moyenne et de la densité de puissance moyenne pour le site d'Annaba.

Paramètres/années (2006-2015)	$V_m \left(\frac{m}{s}\right)$	$A \left(\frac{m}{s}\right)$	K	$P \left(\frac{W}{m^2}\right)$
Janvier	3.86	4.2	1.67	78
Fevrier	4.12	4.6	1.84	87
Mars	4.11	4.6	1.68	98
Avril	3.92	4.4	1.90	72
Mai	4.00	4.4	1.88	76
Juin	4.23	4.7	1.84	92
Juillet	4.38	4.9	1.85	103
août	4.31	4.7	1.73	102
septembre	3.94	4.3	1.76	76
octobre	3.51	4.1	1.83	63
novembre	3.63	4.1	1.81	61
decembre	3.73	4.1	1.76	67

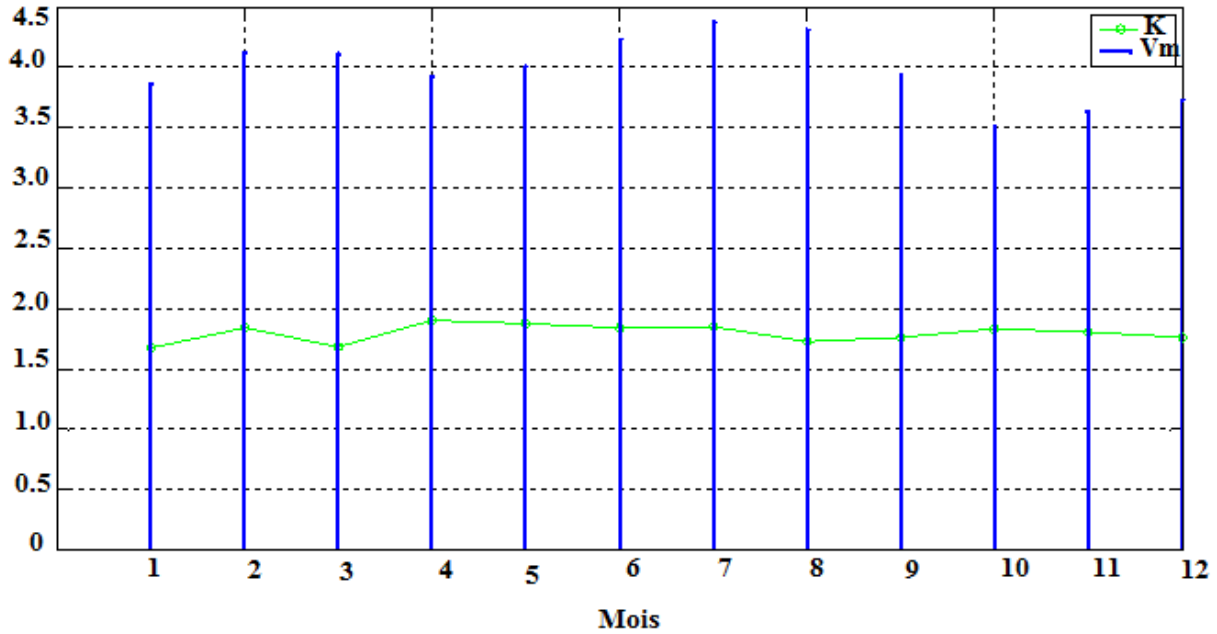


Fig. IV-14: Variation mensuelle de la vitesse moyenne et du facteur de forme à 10m de hauteur pour le site d'Annaba (2006-2015)

D'après le tableau (IV-9) et la figure (IV-14) , nous remarquons que dans le site d'Annaba, le potentiel éolien est plus important du mois de juin jusqu'au mois d'août, puis reste constant sur la majeure partie de l'année avec une vitesse moyenne mensuelle qui ne dépasse pas 4m/s. Par ailleurs, durant les deux mois d'octobre et de novembre, la vitesse moyenne atteint son niveau minimal. D'autre part, par l'étude de l'évolution du paramètre de forme, nous constatons que le vent est plus stable pendant la saison d'été, allant du mois de juin jusqu'au mois d'août.

IV-6-2-3 Etude horaire

Enfin, cette section comprend les résultats relatifs à l'évolution horaire du potentiel éolien, où nous présentons la vitesse moyenne et le facteur de forme, et les résultats sont présentés dans le tableau (IV-10).

Nous constatons que le potentiel éolien à Annaba est plus important sur une grande partie de la journée où il dépasse la moyenne de 5m/s à 10m du sol de 10h jusqu'à 17h, Par ailleurs, nous remarquons que le vent est plus calme durant la nuit. D'autre part, l'étude de l'évolution du facteur de forme indique que le vent est plus important et plus stable durant les heures ensoleillées (voir figure IV-15).

Tab. IV-10 : Variation horaire (2006-2015), des paramètres de Weibull, vitesse moyenne et densité de puissance moyenne pour le site d'Annaba

Parametres/heurs (2006-2015)	V_m (m/s)	A (m/s)	K	P (W/m ²)
00h	2.79	3.0	1.47	35
01h	2.82	3.1	1.54	34
02h	2.87	3.1	1.52	36
03h	2.90	3.1	1.57	35
04h	2.92	3.2	1.56	37
05h	2.93	3.2	1.61	36
06h	2.97	3.2	1.61	37
07h	3.14	3.5	1.69	44
08h	3.36	3.8	1.80	49
09h	3.86	4.3	2.00	66
10h	4.57	5.2	2.50	93
11h	5.22	5.9	2.99	127
12h	5.73	6.5	3.17	163
13h	6.12	6.9	3.34	194
14h	6.23	7.0	3.54	198
15h	6.05	6.8	3.54	182
16h	5.54	6.3	3.19	146
17h	4.82	5.5	2.81	105
18h	4.13	4.7	2.35	74
19h	3.54	4.0	2.01	52
20h	3.18	3.5	1.68	44
21h	2.91	3.1	3.1	41
22h	2.81	3.0	1.39	39
23h	2.81	3.0	1.46	37

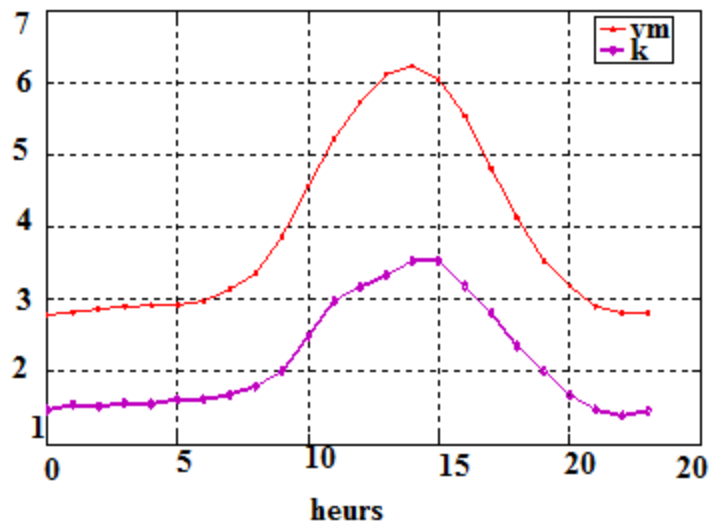


Fig. IV-15: Variation horaire de la vitesse moyenne et du facteur de forme (site d'Annaba)

IV-6-3 Établissement des cartes de la rugosité et de vent

La cartographie de la rugosité a été effectuée avec le WASP à l'aide de Google Earth où nous avons procédé à la délimitation des régions rugueuses en leur attribuant à chaque fois une longueur de rugosité interne et externe. Cette opération s'est étalée sur une surface de 1439km² qui délimite la région d'Annaba. Aussi, il est à noter qu'il y a eu la délimitation de 151 régions rugueuses dans le site, les figures (IV-16), (IV-17) représentent respectivement la cartographie de la rugosité de la région d'Annaba sur WASP et synchronisée sur Google Earth.

Une fois la carte de la rugosité établie et introduite avec les données du vent et la carte topographique de la région étudiée, il a été possible de tracer les cartes des vitesses moyenne du vent. Il est à signaler que l'ensemble des cartes effectuées dans nos études ont effectuées avec un pas assez large pour la cartographie de région globale. Ce dernier a été suivi avec d'autres cartographies pour de région réduit avec des pas plus petits afin de raffiner les résultats pour la région où la figure (IV-18) représente la carte des vitesses du vent à 10m de hauteur établie via le Wasp avec un pas de 300m. De cette figure nous remarquons que la vitesse du vent à 10m de hauteur varie de 0.5 m/s au niveau des régions les moins ventées jusqu'à des vitesses qui peuvent atteindre 10 m/s.

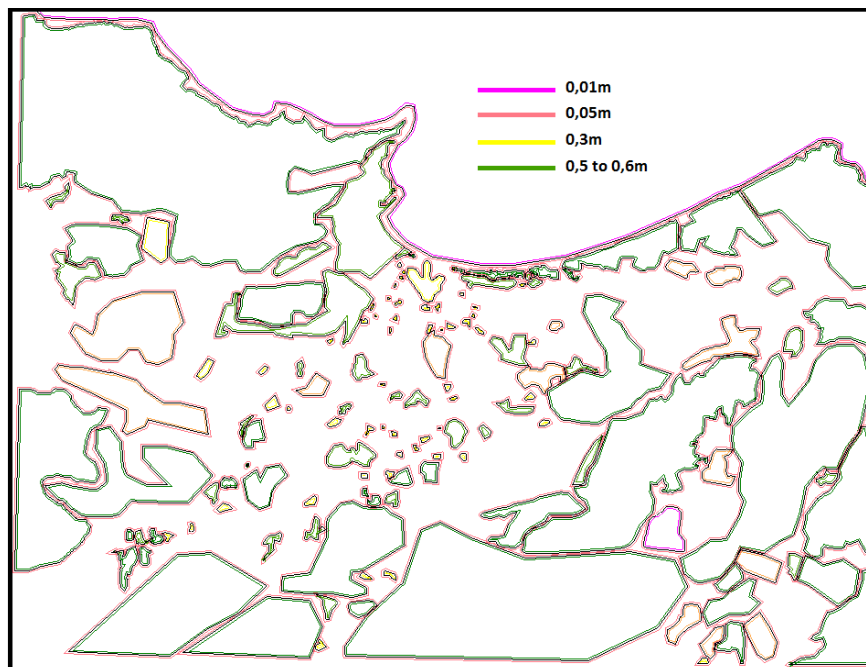


Fig. IV-16: Cartographie de la rugosité de la région d'Annaba.

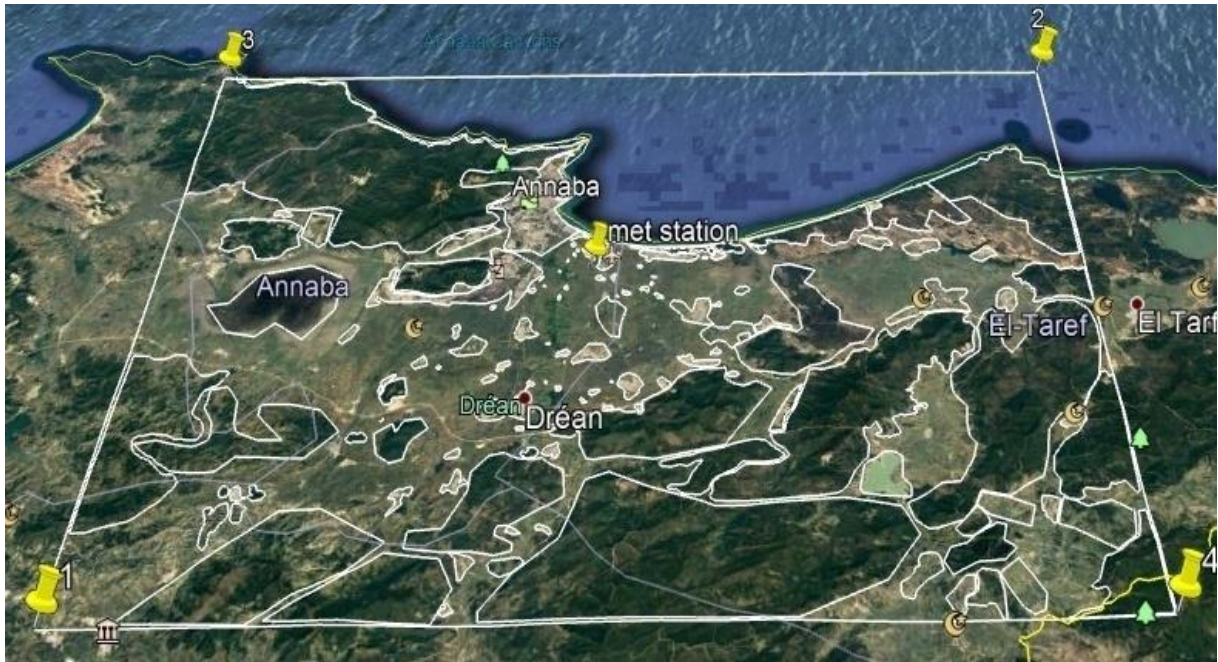


Fig. IV-17: Cartographie de la rugosité de la région d'Annaba synchronisée avec Google Earth

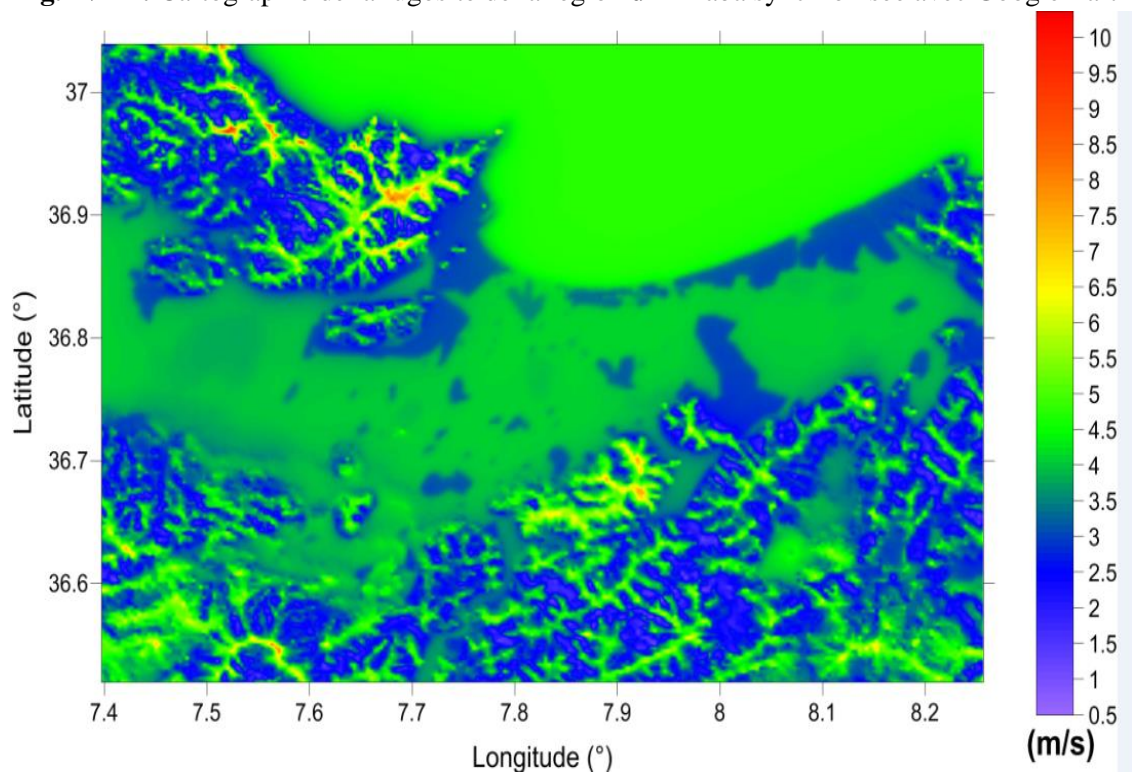


Fig. IV-18 : Carte de vent de la zone choisi du site d'Annaba avec une résolution de 300 m

IV-6-4 Choix du site et de l'aérogénérateur pour la production électrique

Pour raffiner les résultats de nos études, nous avons étudié une zone de taille plus réduite, en utilisant un pas de 100m, plus précis que celui qui a été utilisé pour l'établissement une carte globale qui est de 300m. Par ailleurs, l'établissement de la carte des vents avec un pas plus précis permet de délimiter la zone la plus ventés avec une meilleure précision.

Le découpage du site en petites zones étudiées avec un pas moindre, a permis de rehausser l'évaluation du gisement éolien. Ainsi, nous avons remarqué que la zone choisie peut atteindre une vitesse supérieure à 11.44m/s (voir figure. IV-19).

Le choix de la zone de l'emplacement des éoliennes a été fait après projection de la carte de rugosité sur Google Earth par le WAsP. La zone choisie se situe au niveau de douar des Ouled Atia à 7 km de la mer et à environ 3,74 km du chemin wilaya n°16. Le choix de l'aérogénérateur idéal est donc essentiel pour assurer la viabilité économique, alors que la production d'électricité est fortement dépendante des conditions du vent.

Cette partie de nos recherches vise à estimer les ressources éoliennes disponibles sur le site d'Annaba. Nous avons utilisé trois turbines commerciales de même puissance nominale 2MW de différents constructeurs (voir tableau IV-11), étaient techniquement choisi pour évaluer la meilleure turbine et la production d'électricité (voir tableau IV-12).

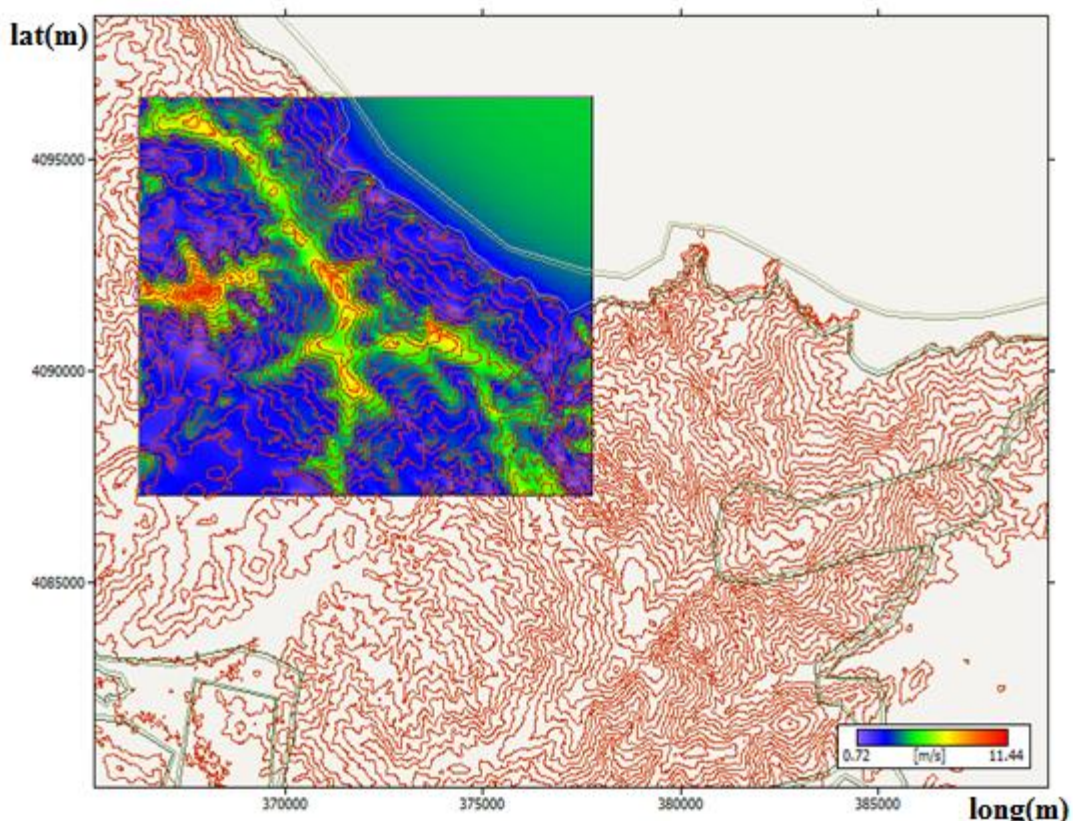


Fig. IV-19 : Carte du vent de la zone choisi du site d'Annaba avec une résolution spatiale de 100 m

Tab. IV-11: Caractéristiques techniques des trois aérogénérateurs proposés dans la zone étudiée [9].

Caractéristiques	Bonus (2.0 MW)	Vestas V90 (2.0 MW)	Vestas V80 (2.0 MW)
$h_{mat}(m)$	60	80	67
$D_{rotor}(m)$	76	90	80
$P_n(MW)$	2	2	2
$V_d(m/s)$	4	4	4
$V_n(m/s)$	14	14	14
$V_a(m/s)$	25	25	25

Tab. IV-12: Caractéristiques annuelles de la ferme éolienne simulée par les trois turbines considérées dans le douar des Ouled Atia.

Turbine	Bonus (2.0 MW)	Vestas V90 (2.0 MW)	Vestas V80 (2.0 MW)
Net AEP(GWh)	40.48	48.24	42.78
Effet de sillage(-)	0.89	0.89	0.71
Vitesse moyenne (m/s)	9.31	9.53	9.40
Densité de puissance moyenne (w/m ²)	1008	1054	1030

Après la simulation de la production énergétique de la ferme éolienne qui comprend cinq 5 éoliennes, proposés dans la zone douar Ouled Atia, nous avons choisi celle du constructeur Vestas au model V90(2.0 MW) suivant les résultats des tableaux (IV-11) et (IV-12), d'une puissance nominale 2 MW dont l'énergie annuelle produite nette est égale à 48.24 GWh. Quant aux pertes dues à l'effet de sillage, elles représentent une moyenne de 0.89% sur l'ensemble des éoliennes suivant le tableau (IV-12).

Pour minimiser les pertes dues à l'effet de sillage, il faut respecter la distance entre les éoliennes estimées quatre fois de diamètre des pales

L'installation des éoliennes Vestas V90(2.0 MW) au niveau de la ferme éolienne, a obéit à certaines règles, dont le respect de la direction dominante. Par ailleurs, elles ont été distancées par une longueur équivalente à quatre 4 fois le diamètre de l'éolienne, de façon à optimiser au maximum le rendement du parc et en minimisant les pertes du à l'effet de sillage, (voir figure. IV-20).

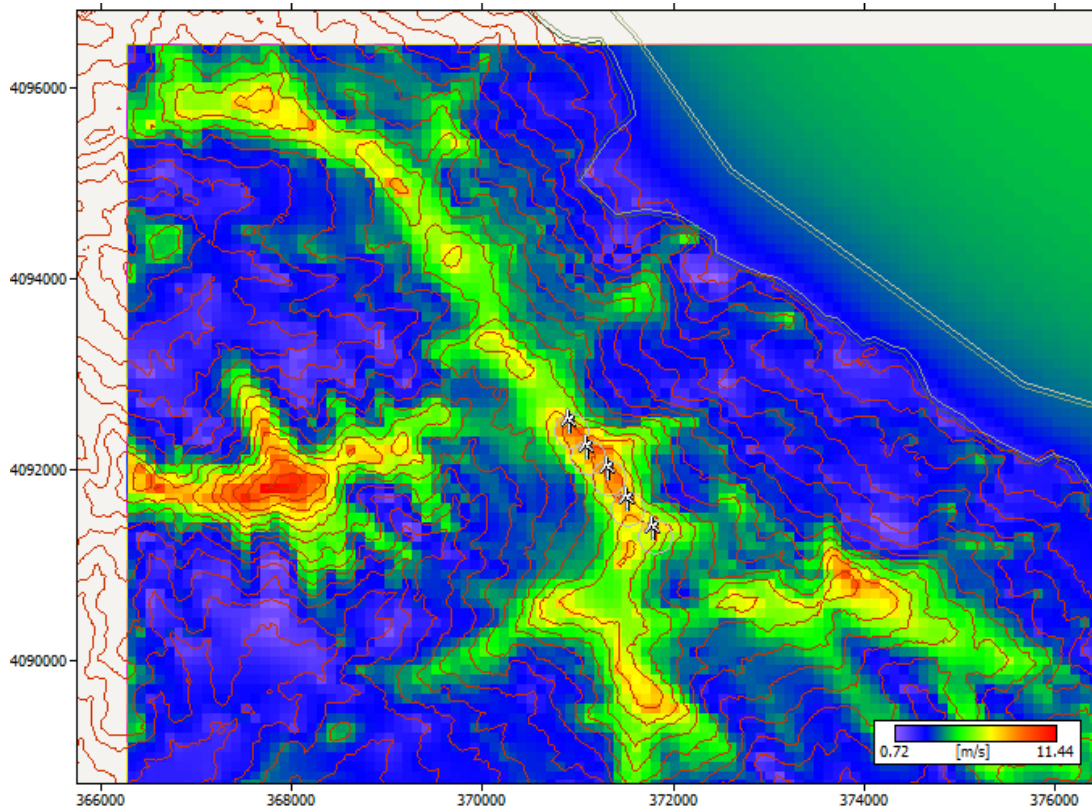


Fig. IV-20 : Emplacement des éoliennes sur une carte de la vitesse moyenne annuelle, au niveau de la zone de douar des Ouled Atia.

Tab. IV-13 : Production énergétique mensuelle et annuelle du parc simulé au niveau de la zone étudiée (2006-2015).

	$v_m \left(\frac{m}{s} \right)$	$P \left(\frac{W}{m^2} \right)$	Effet de sillage	Net MEP(GWh)	Net AEP(GWh)
Janvier	8.75	769	0.79	3.809	
Février	9.33	871	1.06	3.785	
Mars	9.55	1073	1.05	4.085	
Avril	9.50	1009	1.04	4.015	
Mai	9.81	1131	1.09	4.249	
Juin	10.56	1479	0.74	4.252	
Juillet	10.99	1681	0.7	4.481	
Aout	10.81	1654	0.6	4.336	
septembre	9.71	1162	0.97	3.951	
Octobre	8.89	842	0.97	3.826	
novembre	8.51	672	0.73	3.631	
Décembre	8.53	693	0.86	3.726	
Annuelle	9.59	1079	0.87		48.24

Le tableau (IV-13), résume les caractéristiques techniques mensuelles de la production énergétique du parc simulé au niveau de la zone étudié, qui comprend cinq éoliennes du

model V90 (2.0 MW) de Vestas. Avec une puissance nominale totale de 10MW, nous remarquons que la zone de douar des Ouled Atia peut générer une production d'électricité mensuelle qui varie de 3.631(GWh/mois) au mois de novembre à 4.481(GWh/mois), en juillet.

IV-6-5 Évaluation du coût de production d'électricité

La détermination du coût de production est réalisée à partir du coût production électrique de la ferme, le coût de la ferme, Le coût d'investissement $i(\%)$, le coût d'exploitation $C_{OMR}(\$)$, le taux d'intérêt $r(\%)$, le taux d'inflation $i(\%)$ et la valeur de récupération $S(\$)$.

D'après les équations 51, 52,53 et 54 du chapitre (III), nous avons abouti aux résultats données dans le tableau (IV-14) qui regroupe les caractéristiques technico-économiques de la ferme éolienne simulée dans la zone étudiée, avec les résultats en termes du coût du kWh produit, du nombre d'heure de fonctionnement et du facteur de capacité de la ferme.

Tab. IV-14: Caractéristiques technico-économiques de ferme éolienne simulée de la zone étudiée

Paramètres	
Nombre des eoliennes	05
Puissance nominale du parc [MW]	10
Net AEP(GWh)	48.24
Facteur de capacité $C_f(\%)$	54.79
Heurs de fonctionnement $nhf(h)$	4800
Cout énergétique unitaire $CPU\left(\frac{\$}{KWh}\right)$	0.648
La valeur actuelle des couts PVC(\$)	$313. 10^5$

Les résultats l'étude économique résumée sur le Tableau (IV-14), donne un coût de 0,648 \$ pour le kWh produit, près de $313.10^5\$$ sur une période de 20 ans. Par ailleurs, l'éventuelle installation du présent parc éolien d'une capacité de 10MW aurait produit près de 964.8GWh durant cette période relative à 20 années.

IV-7-Conclusion

Les détails du potentiel éolien en Algérie sont inclus dans le présent travail. L'étude a été menée pour seize régions couvrant la quasi-totalité du territoire du pays. L'intensité moyenne de l'énergie éolienne pour les différentes régions a été déterminée. Les caractéristiques de la vitesse du vent, ainsi que le potentiel éolien ont également été déterminées, selon les résultats donnés, les valeurs les plus élevées de la vitesse annuelle moyenne du vent et de la densité annuelle moyenne de l'énergie éolienne se trouvent en Adrar

($P_{30}=283.12(W/m^2)$ et ($P_{50}=646.91(W/m^2)$), alors que les valeurs les plus faibles sont à Skikda ($P_{30}=40.61(W/m^2)$ et ($P_{50}=115.51(W/m^2)$ respectivement).

Nous avons fait également une étude sur l'évolution mensuelle et annuelle du gisement éolien et la production d'électricité de la région d'Annaba, le travail comprenait l'estimation de la production (électricité /éolienne) appliquez-les à la zone la plus venteuse en fonction des critères de proximité de la mer, la présence de la voie. A la fin de l'étude, une analyse technico-économique a été effectuée. Pour cela, Différents paramètres nécessaires à l'étude de la production éolienne ont été calculés.

Les résultats obtenus de notre travaille peuvent être résumés comme suit :

L'étude au niveau du mât de mesure donne zone d'Annaba venté avec une vitesse moyenne annuelle égale à 3.99m/s, une densité de puissance moyenne annuelle de 81W/m² et le sud-ouest comme direction prédominante. La cartographie des vitesses du vent à 10m de hauteur et les critères (Proximité de la mer, la vois), a permis de délimiter une zone ventée et apte à recevoir l'installation d'une ferme éolienne pour la production d'électricité, la simulation du parc éolien d'une puissance nominale totale égale à 10 MW pour la zone de douar Ouled Atia, donnant, une énergie électrique annuelle nette égale à 48.24GWh, et la production d'électricité mensuelle $Net\ MEP(GWh)$ entre 3.631 (GWh) et 4.481 (GWh), a permis de déduire que la production d'électricité est plus important et plus stable du mois de mars jusqu'au mois aout, cela montre la possibilité d'un excès d'énergie électrique pendant cette période, qui est convertie en hydrogène pour couvrir le déficit énergétique à d'autres moments, le surplus d'énergie peut être calculé en fonction de la disponibilité des données relatives à la consommation journalière d'énergie électrique pour la zone étudiée, ces résultats montrent que le potentiel de production d'électricité dans la zone de douar Ouled Atia importante.

Chapitre IV: Résultats et interprétations

Le coût minimum moyen par $CPU\left(\frac{\$}{KWh}\right)$ a été obtenu à Annaba de $0.648\left(\frac{\$}{KWh}\right)$ avec la turbine de Vestas 'V90 (2MW)', qui dépend de la technologie utilisée pour l'installation du parc éolien et le potentiel éolien du site choisi.

Enfin, la meilleure turbine choisie parmi trois turbines sélectionnées, c'est la turbine V90 (2MW), et le meilleur site, douar Ouled Atia, Ce résultat important dans les recherches en cours incite les constructeurs de parcs éoliens à produire de l'électricité dans la région d'Annaba, notamment à Douar Ouled Atia. Nous recommandons également fortement d'utiliser le modèle d'éolienne "V90 (2MW)".

Bibliographies

- [1] N. KHERBA,. Estimation de la Production Electrique d'une Ferme Eolienne Application à la Région de Ténès. Thèse de doctorat. Université Hassiba Ben Bouali de Chlef, (2011).
- [2] G. Sarlos, P.A. Haldi, P.Verstraete. Systèmes énergétiques offre et demande d'énergie : méthode d'analyse 21 (2003) 297–309.
- [3] P. Parikh, N. Ashish . Prediction Of Wind Power Potential By Wind Speed Probability Distribution For A Site – Mistelgau. International Journal of Recent Trends in Engineering & Research (IJRTER) 02 (2016) 150–155.
- [4] S.M. Boudia, Optimisation de l'Évaluation Temporelle du Gisement Énergétique Éolien par Simulation Numérique et Contribution à la Réactualisation de l'Atlas des Vents en Algérie (En Physique Energies Renouvelables) , Université de Tlemcen; 2013.
- [5] R. Maouedj, K. Bouchouicha .Evaluation of the wind energy potential in the Saharan sites of Algeria. In 2011 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering (2011). (pp. 1-4). IEEE.
- [6] R .Hammouche,. (1990). Atlas vent de l'Algérie/ONM. Algiers: Office des publications Universitaires (OPU).
- [7] N. K Merzouk .Wind energy potential of Algeria. Renewable Energy 21 (2000) 553–62.
- [8] H. Daaou Nedjari,S.k. Haddouche, A. Balehouane,O. Guerri. Optimal windy sites in Algeria: Potential and perspectives. Energy 147 (2018) 1240–55.
- [9] www.wind-turbine-models.

Conclusion générale

Conclusion générale

Parmi les divers types des énergies renouvelables, l'éolienne est la plus prometteuse à développer pour remplacer les hydrocarbures, elle est propre, inépuisable et suffisamment disponible pour des applications rentables.

Notre pays est s'orienter vers le développement et l'utilisation des énergies renouvelables, avec un programme gouvernemental fonctionnant sur 22GW d'électricité de sources renouvelables en 2030. L'éolien représente le deuxième chemin de développement après l'énergie solaire, la production qui atteindra environ 1.0 GW à 2020 et 5.0GW en 2030. Cependant, l'une des étapes les plus importantes avant d'installer une éolienne.

L'importance de notre travail repose sur la connaissance de la répartition de cette énergie sur les différentes régions du territoire national, et d'autre part sur l'établissement des modèles pour estimer cette énergie en fonction des différents paramètres entrés comme les données vents, la direction la carte de la rugosité et la carte topographique.

Dans ce sens nous avons fait une étude globale de la ressource éolienne dans 16 régions et en détail du Nord-Est du pays, à savoir Annaba. Nous avons défini l'origine de vent, sa mesure, les différents types de vent et enfin la présentation générale de l'atmosphère.

Nous avons présenté la notion mathématique du potentiel éolien les différentes méthodes utilisés pour définir les paramètres de Weibull. Nous avons étudié des lois d'extrapolation verticale des paramètres de Weibull. On a défini l'énergie produite par une éolienne, le coût du kWh produit par une éolienne et le nombre d'heures de fonctionnement.

Une extrapolation verticale des paramètres Weibull dans seize régions, pour déterminer l'effet d'altitude sur les paramètres de vent l'estimation de la production électrique annuelle mensuelle et horaire de ferme éoliens de même puissances nominales, appliqué au niveau du site le plus ventés dans la région d'Annaba. À la fin de l'étude, une analyse technico-économique a été étudiée pour le parc éolien. Pour cela, plusieurs paramètres qui donnent la rentabilité des installations ainsi que l'estimation du coût du kWh produit ont été présentés pour installations simulées dans notre étude.

Les principaux résultats obtenus de notre étude peuvent être résumés comme suit :

- Le travail qui a été effectué par logiciel WASP et Matlab, a permis d'estimer le potentiel éolien dans les régions étudiées, nous avons fait une carte de vent qui détermine la distribution de la vitesse moyenne du vent au niveau de région d'Annaba, pour en déduire la région la plus acceptable pour l'installation d'un parc éolien.

Conclusion générale

- L'intégration de la carte topographique et l'établissement de la carte de rugosité et la carte de vent de la région d'Annaba, a permis déterminer une zone favorable à l'installation de ferme éolienne dans la région. La simulation de la production électrique des installations éoliennes a été faite avec une éolienne de type 'V90 (2MW)' d'une puissance nominale de 2MW.
- L'étude au niveau du mât de mesure donne une vitesse moyenne annuelle égale à 3.99m/s, une densité de puissance moyenne annuelle de 81W/m² et le sud-ouest comme direction prédominante.
- L'étude mensuelle a permis de déduire que le vent est plus important du mois de janvier jusqu'au mois de mars. Par ailleurs, l'étude du paramètre de forme nous indique que le vent est plus stable durant les mois les plus chauds de l'année. L'étude horaire nous indique que le vent est plus fort et plus constant durant une plus grande partie de la journée. D'autre part, il a été constaté que le vent est plus durant la nuit.
- La cartographie de la vitesse du vent à 10m de hauteur a permis de délimiter une zone plus ventée(douar Ouled Atia) apte à recevoir l'installation d'une ferme éolienne, la simulation de ferme comprenait un parc de cinq éoliennes pour le site d'Annaba, donnant ainsi du parc éolien d'une puissance nominale égale à 10 MW, et production énergétique annuelle nette égale à 48.24 GWh.
- L'optimisation dans l'emplacement des éoliennes dans la ferme éolienne simulée a permis de réduire au maximum le taux de perte dû à l'effet de sillage avec près de 0.89% de moyenne. L'analyse technique du parc éolien a permis de conclure que le site choisi dans notre étude est favorable à d'éventuelle installation. Sachant que le facteur de capacité est de 54.79%. D'autre part, le nombre d'heures de fonctionnement est de 4800 heures.
- Enfin, la meilleure turbine choisie parmi trois turbines sélectionnées, c'est la turbine V90 (2MW), et le meilleur site, douar Ouled Atia, ce résultat important dérivant de l'étude actuelle, encourage les constructeurs des parcs éoliens pour la production d'électricité dans la région d'Annaba, en particulier douar Ouled Atia. En outre, l'utilisation du modèle de turbine éolienne "V90 (2MW)" est fortement recommandée.