

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE ABDELHAMID IBN BADIS
- MOSTAGANEM -

N°:...../2020

Faculté des Sciences et de la Technologie

Laboratoire d'Elaboration et Caractérisation Physico
Mécanique et Métallurgique des Matériaux

THESE

Pour l'obtention du Diplôme de Doctorat Troisième Cycle
Spécialité : Génie Electrique
Option : Matériaux Optoélectronique et Energie

Présenté par

MARIH Salah

**OPTIMISATION D'UN PARC EOLIEN EN VUE DE SON
INTEGRATION AU RESEAU ELECTRIQUE ALGERIEN**

Soutenue le 08/12/2020

devant le jury composé de :

Président	M. BOUKORTT Abdelkader	Professeur	Université de Mostaganem
Examineur	M. ALLALI Ahmed	Professeur	Université d'USTO Oran
Examineur	M. CHAOUCH Abdellah	MCA	Université de Mostaganem
Examineur	M. MERABET Boulouiha Houari	MCA	ENP-MA Oran
Rapporteur	M. BEKKOUCHE Benaissa	Professeur	Université de Mostaganem
Co-rapporteur	Mme. GHOMRI Leila	MCA	Université de Mostaganem

Année : 2019-2020

Dédicaces

Avec l'expression de ma connaissance, je dédie ce modeste travail à ceux qui, quels que soient les termes embrassés, je n'arriverais jamais à leur exprimer mon amour sincère.

A l'homme, mon précieux offre du dieu, qui doit ma vie, ma réussite et tout mon respect : mon cher père.

A la femme qui a souffert sans me laisser souffrir, qui n'a jamais dit non à mes exigences et qui n'a épargné aucun effort pour me rendre heureux : mon adorable mère.

A mes chers frères et mes chères sœurs

A la mémoire de ma chère grand-mère

A tous les membre de ma famille

A tous mes amis

Et tous ceux qui m'aiment

Qui n'ont pas cessée de me conseiller, encourager et soutenir tout au long de mes études. Que dieu les protège et leur offre la chance et le bonheur.

Remerciements

Premièrement je remercie Dieu source de toute connaissance.

Au terme de ce travail, j'adresse mes remerciements les plus sincères à mes deux Directeurs de thèse M. BEKKOUCHE Benaïssa et Mme. GHOMRI Lila, pour m'avoir permis de bénéficier de leur grand savoir dans différents sujets tout au long de ma formation, pour leur pédagogie, leurs compétences, leur modestie et leur aide précieuse tout au long de ce projet même pendant les moments les plus difficiles. Vraiment merci pour une qualité d'encadrement si sérieuse et si consistante.

Cette thèse est aussi le fruit de vos multiples sacrifices. Trouvez ici, mes chers Professeurs ma très grande reconnaissance. Merci aussi pour les moments agréables que nous avons passés ensemble

Un immense merci à Mme. MERZOUG Linda épouse MARIH méritant tout le respect pour son encouragement, et également pour son aide et surtout son soutien.

Mes remerciements les plus cordiaux s'adressent à M. Sidi Mohamed BOUDIA, pour sa disponibilité, son aide, ses conseils précieux, ses critiques constructives, ses explications et suggestions pertinentes ainsi que pour ses qualités humaines et morales que j'ai toujours appréciées.

J'adresse mes plus sincères remerciements à M. CHEBAB Mohamed Amine, pour son soutien moral ainsi que pour sa disponibilité, ses précieux conseils, son aide, et son encouragement.

Je remercie les Professeurs ALLALI Ahmed, CHAOUCH Abdellah et MERABET Boulouiha Houari pour avoir accepté de juger ce travail. Vos éclairages et vos conseils durant la phase finale de cette thèse ont été pour moi la confirmation du succès de ce travail. Je vous remercie également de votre participation à mon jury de thèse.

Je ne pourrais continuer ces remerciements sans me tourner vers mon Président du jury, Professeur BOUKORTT Abdelkader, qui a bien voulu répondre favorablement à ma demande. Je vous remercie très sincèrement pour le grand honneur que vous m'avez fait de bien vouloir présider mon jury. Merci aussi d'avoir accepté de juger ce travail.

Un remerciement respectueux aux responsables et chercheurs du centre de développement des énergies renouvelables CDER, pour leur accueil, leur pédagogie, leur disponibilité, leur soutien et l'attention qu'ils me ont prêtes pendant toute la durée du stage.

Mes remerciements aux Chercheurs du laboratoire signaux et systèmes et du laboratoire Elaboration et Caractérisation Physico-Mécanique et Métallurgique des Matériaux , pour toutes les discussions enrichissantes que nous avons eues ensemble.

Je me tourne enfin vers tous mes collègues, amis et connaissances, qui de près ou de loin m'ont soutenu pendant la réalisation de ce travail.

Résumés

Résumé :

Ce travail présente une méthodologie de conception d'une ferme éolienne d'une puissance de 10 MW, pour améliorer la qualité de service du réseau électrique et augmenter la participation de l'Algérie dans l'utilisation des énergies renouvelables. Une évaluation du potentiel éolien pour l'actualisation de la carte des vents en Arzew a été réalisée.

Les données du vent horaires, de 10 ans (2005-2015) correspondent au potentiel éolien du site ont été traitées statistiquement. Nous avons utilisé ces données météorologiques en fonction de la vitesse du vent pour ajustée par la distribution de Weibull, la distribution de probabilité, la vitesse moyenne et le potentiel énergétique du site. Cette analyse a révélé que ce site a une vitesse annuelle moyenne de vent de 4,46 m/s à 10m hauteur, avec une superficie suffisante pour implanter les turbines éoliennes.

Dans le but d'améliorer l'efficacité du site et choisir la technologie idoine, une étude comparative a été faite entre quatre technologies d'éolienne. L'estimation de l'énergie produite a été faite avec l'utilisation de logiciel WAsP. Le choix de la configuration architecturales optimale de pose des turbines a été confirmé. Une étude techno-économique et environnementale a été effectuée par le logiciel HOMER. Cette étude a permis de choisir le modèle qui produit le maximum d'énergie annuelle avec un coût concurrentiel dans le marché mondial d'énergie propre qui réduisent les émissions des gaz polluants.

L'intégration au réseau électrique du parc avec 12 éoliennes du model choisi a été effectuée par le logiciel Matlab pour décrit l'efficacité énergétique du parc éolien.

Enfin les résultats obtenus lors de cette recherche confirment scientifiquement la possibilité de réalisation d'une centrale éolienne au niveau de la région industrielle d'Arzew.

Abstract:

This work presents a methodology for the design of a wind farm with a power of 10 MW, to improve the quality of service of the electricity network and increase the participation of Algeria in the use of renewable energies. An assessment of the wind potential for updating the wind map in Arzew has been carried out.

Hourly wind data, of 10 years (2005-2015) corresponding to the wind potential of the site were statistically processed. We used this weather data as a function of wind speed for adjusted by the Weibull distribution, probability distribution, average speed and energy potential of the site. This analysis revealed that this site has an average annual wind speed of 4.46 m / s at 10m height, with an area sufficient to install the wind turbines.

In order to improve the efficiency of the site and choose the appropriate technology, a comparative study was made between four wind turbine technologies. The estimate of the energy

produced was estimated with the use of WAsP software. The choice of the optimal architectural configuration for installing the turbines was confirmed. A techno-economic and environmental study was carried out using HOMER software. This study made it possible to choose the model which produces the maximum annual energy with a competitive cost in the world market of clean energy which reduce the emissions of polluting gases.

Integration into the park 's electrical network with 12 wind turbines of the chosen model was carried out by Matlab software to describe the energy efficiency of the wind farm.

Finally, the results obtained during this research scientifically confirm the possibility of building a wind power farm in the industrial region of Arzew.

ملخص:

يقدم هذا العمل منهجية لتصميم مزرعة رياح بطاقة 10 ميغاوات لتحسين جودة خدمة شبكة الكهرباء وزيادة مشاركة الجزائر في استخدام الطاقات المتجددة. تم تقييم إمكانات الرياح لتحديث خريطة الرياح في أرزيو.

تم معالجة بيانات الرياح لكل ساعة ، من 10 سنوات (2005-2015) المقابلة لإمكانات الرياح في الموقع إحصائياً. استخدمنا بيانات الطقس هذه كدالة لسرعة الرياح لتعديلها بواسطة توزيع ويبيل ، والتوزيع الاحتمالي ، ومتوسط السرعة وإمكانات الطاقة في الموقع. أظهر هذا التحليل أن متوسط سرعة الرياح السنوية لهذا الموقع يبلغ 4.46 م / ث على ارتفاع 10 م ، مع مساحة كافية لثبيت توربينات الرياح.

من أجل تحسين كفاءة الموقع واختيار التكنولوجيا المناسبة ، تم إجراء دراسة مقارنة بين أربع تقنيات لتوربينات الرياح. تم تقدير و تأكيد اختيار التكوين المعماري الأمثل لتركيب التوربينات. تم إجراء دراسة تقنية الطاقة المنتجة باستخدام برنامج واسب جعلت هذه الدراسة من الممكن اختيار النموذج الذي ينتج أقصى طاقة سنوية بتكلفة واقتصادية وبيئية باستخدام برنامج هومر تنافسية في السوق العالمية للطاقة النظيفة التي تقلل من انبعاثات الغازات الملوثة.

لوصف الكفاءة الطاقوية تم ادماج المزرعة المكونة من 12 توربينات رياح من الطراز المختار في الشبكة الكهربائية بواسطة برنامج ماتلاب .

وأخيراً ، تؤكد النتائج التي تم الحصول عليها خلال هذا البحث علمياً على إمكانية بناء مزرعة لطاقة الرياح في المنطقة الصناعية في أرزيو.

Sommaire

Introduction générale	1
Chapitre I : Etat d'art de la conversion éolienne	
I.1 Introduction	5
I.2 Définition du gisement éolien.....	5
I.3 Origine du vent	5
I.3.1 La mesure du vent	6
a. direction	6
b. la vitesse	7
c. indicateurs biologiques	7
I.3.2 Eléments de mesure de la vitesse du vent	8
a. Les anémomètres et girouettes	8
b. La manche à air (manche à vent)	9
c. anémomètre à hélice	9
d. anémomètre à moulinet	10
e. le mat de mesure	10
I.4. Eléments atmosphérique et influence sur le vent.....	11
a. Structure atmosphérique	11
b. Couche limite atmosphérique (CLA)	12
c. La composition de CLA	12
I.5 Influence thermique du sol: les brises	13

I.6 Impact mécanique du relief : obstacles en montagne	15
I.7 Fluctuation temporelle	15
I.8 Fluctuation spatiale	16
I.9 Classification du vent.....	17
I.10 Variation spatiale (atlas de l'algerie)	17
I.11 Développement de la technologie éolienne	20
I.12 Les objectifs de la recherche.....	21
I.13 Conclusion	23

Chapitre II : Méthodologie d'évaluation d'un potentiel éolien

II.1 Introduction	24
II.2 Estimation préliminaire d'un site éolien.....	24
II.3 L'organigramme de la méthodologie conception.....	25
II.4 Extrapolation du vent.	28
II.4.1 Définition mathématique de l'extrapolation.....	28
II.4.2 Extrapolation verticale du vent.....	28
II.4.2.1 loi de puissance.....	29
a. Extrapolation verticale de la vitesse du vent	29
Loi de puissance Justus C.G et Milhail 1976.....	30
b. Extrapolation verticale des parametres de Weibull.....	30
b.1 Modèle d'extrapolation de Justus et Mikhail	30
b.2 Modèle d'extrapolation de Justus modifie par Poje	31
b.3 Modèle d'extrapolation de Mikhail modifie	31

b.4	Modèle d'extrapolation de Spréra et all	31
b.5	Extrapolation verticale de la vitesse moyenne	32
b.6	Estimation du coefficient de friction du vent par le modèle LES	32
II.4.2.2	Loi de logarithme	32
II.4.2.3	Extrapolation verticale et logiciel WAsP	33
II.4.3	Extrapolation temporelle ou règlement a long terme	34
II.4.3.1	Méthode de mesure, corrélation et prédiction (MCP)	34
a.	Définition de la méthode	34
b.	Les techniques utilisées pour la MCP	35
b.1	Technique de la régression linéaire simple	35
b.2	Technique du rapport de variance	36
b.3	Technique de la régression linéaire améliorée	36
b.4	Weibull scale	36
b.5	La méthode matricielle.....	37
II.4.3.2	Références long-terme.....	37
a.	Données utilisées en référence	37
b.	Périodes	37
II.4.4	Extrapolation horizontale et sillage	37
II.5	Détermination de la longueur de rugosité du sol	38
II.6	La courbe de puissance d'une éolienne	39
II.7	Conclusion.....	40

Chapitre III : modelisation du parc eolien

III.1 Introduction	41
III.2 Potentiel éolien	41
III.3 Modélisation mathématique de la distribution des fréquences du vent	41
III.3.1 Distribution de Weibull.....	42
III.3.2 Distribution hybride de Weibull.....	43
III.3.3 Distribution de Rayleigh	43
III.4 Influence des paramètres Weibull sur la distribution statistique des vitesses de vent	44
III.5 Influence des paramètres de Weibull sur la qualité du potentiel éolien	44
III.6 Méthodes de calcul des paramètres de Weibull	45
III.6.1 La méthode des moindres carrés dite graphique (GPM).....	46
III.6.2 La méthode empirique de Justus (EMJ).....	47
III.6.3 La méthode empirique de Lysen (EML)	47
III.6.4 La méthode du facteur de modèle énergétique (EPEM).....	47
III.6.5 La méthode du maximum de vraisemblance (MLM)	48
III.6.6 La méthode du moment (MOM)	48
III.6.7 La méthode proposée (EPFM-EMJ hybride)	48
III.6.8 La méthode de WAsP.....	49
III.6.9 Comparaison entre les différentes méthodes	49
III.7 Indicateurs de performance	49
III.8 Évaluation de la densité moyenne de l'énergie éolienne	50
III.9 Estimation de l'énergie éolienne.....	51
III.10 Facteur de capacité	52

III.11 Nombre total des éoliennes a placer dans le site	52
III.12 Le générateur éolien et la courbe de puissance	52
III.12.1 Courbe de puissance théorique	53
III.12.2 Courbe de puissance réelles	55
III.13 Modélisation de la courbe de puissance.....	55
III.13.1 Modèle linéaire.....	55
III.13.2 Modèle basé sur la loi cubique.....	56
III.13.3 Modèle basé sur les paramètres de Weibull.....	57
III.13.4 Modèles fournie par le fabricant	57
III.13.5 Modèle de Pallabazzer 1995	58
III.13.6 Modèle de Chang	58
III.12 Estimation des pertes et des incertitudes.....	59
III.14.1 Pertes de production.....	59
III.14.2 Incertitudes et risques.....	59
III.15 chronologique de réalisation d'un parc éolien	60
III.16 Conclusion.....	60

Capitre IV: Simulation et interprétation des résultats

IV.1 Introduction.....	62
IV.2 Installation d'un parc éolien	62
IV.2.1 Le gisement éolien du site.....	63
IV.2.2 Les données	63
IV.3 Détermination du potentiel de site par le logiciel WAsP	64

IV.3.1 Methodologie de calcul	64
IV.3.2 Aperçu sur le logiciel WAsP	64
IV.4 Résultats d'évaluation du potentiel du site et discussions	64
IV.4.1 Détermination des directions dominantes du vent	64
IV.4.2 Détermination des fréquences de la vitesse du vent	66
IV.4.3 Etude de l'amplitude de la stabilité de la vitesse moyenne du vent.....	68
IV.5 Cartographie.....	70
IV.6 Le choix de la technologie et la configuration optimale.....	72
IV.6.1 La recherche d'une technologie adapté et rentable pour le site.....	73
IV.6.2 La configurations d'implantation des turbines.....	73
IV.6.2.1 Simulation de par éolien	73
IV.6.2.2 Résultats et interprétation	75
IV.7 Etude environnementale et économique	80
IV.8 Intégration du parc au réseau électrique	82
IV.8.1 Modes de raccordement des parcs éoliens au réseau électrique	82
IV.8.1.1 Les ouvrages type d'un raccordement en courant Alternatif	82
a. Les ouvrages en mer.....	81
b. Les ouvrages a terre	84
IV.8.1.2 Les ouvrages types d'un raccordement en courant continu	85
IV.8.2 Simulation du parc éolien intégré au réseau électrique	86
a. Description	86
b. Résultats de simulation du système.....	87

c. Interprétation des résultats.....	88
IV.9 Conclusion	88
Conclusion générale.....	90
Bibliographie.....	92

ANNEXE

Liste des figures

Chapitre I : État d'art de la conversion éolienne

Figure I.1 : l'influence de la force de Coriolis sur les courants d'air.....	6
Figure I.2 : Rose des vents.....	7
Figure I.3 : Répertoire des niveaux de déformation de Griggs-Putnam	8
Figure I.4 : ensemble Anémomètre Girouette.....	8
Figure I.5 : manche à air	9
Figure I.6 : Anémomètre à hélice.....	9
Figure I.7 : Anémomètre à moulinet.....	10
Figure I.8 : Le mât de mesures	11
Figure I.9 : Vue schématique de la couche atmosphérique standard	12
Figure I.10: Structure de la couche limite atmosphérique	12
Figure I.11 : (A) Schéma simplifié de la brise de mer ; (B) schéma simplifier de la brise de terre.....	14
Figure I.12 : mouvement de l'air le long d'un obstacle orographique.....	15
Figure I.13: Variations temporelles de la vitesse du vent	16
Figure I.14 : développement des éoliennes modernes	21

Chapitre II : Méthodologie d'évaluation d'un potentiel éolien

Figure II.1 : configuration du système électrique éolien	25
Figure II.2 : Organigramme de la chaîne méthodologique pour l'évaluation du potentiel éolien	27
Figure II.3: Principe de l'extrapolation verticale.....	29

Figure II.4 : Principe de l'extrapolation temporelle par les MCP.	35
Figure II.5 : Courbe de puissance d'une éolienne.....	39
 Chapitre III : Modélisation du parc éolien	
Figure III.1 : Exemple de graphe de distribution de weibull	42
Figure III.2 : Influence de valeurs du paramètre k sur la forme des distributions.....	44
Figure III.3 : Influence potentiel éolien calculé a partir des paramètres Cet k.....	45
Figure III.4 : Courbe de puissance.....	53
Figure III.5 : Exemple de différentes éoliennes Vestas.....	54
Figure III.6 : Courbe de puissance réelle et théorique.....	55
Figure III.7 : La linéarisation de la courbe de puissance.....	56
Figure III.8 : Courbe de puissance selon les trois modèles.....	59
 Chapitre IV : Simulation et interprétation des résultats	
Figure IV.1 : la région d'arzew, Oran , Algeria	63
Figure IV.2: Analyse des ressources saisonnières à une hauteur de 10m (rose des vents).....	65
Figure IV.3: Analyse annuelle des ressources à une hauteur de 10 m (rose des vents).....	66
Figure IV.4: Analyse des ressources saisonnières à une hauteur de 10 m (fréquence de la vitesse du vent avec distribution de Weibull ajustée).....	67
Figure IV.5: Analyse annuelle des ressources à une hauteur de 10 m (histogramme de la vitesse du vent ajusté par la distribution de Weibull)	67
Figure IV.6: Variation annuelle de la vitesse moyenne du vent et de la forme du paramètre Weibull à une hauteur de 10 m.....	68
Figure IV.7: Variation mensuelle de la vitesse moyenne du vent et de la forme du paramètre Weibull à une hauteur de 10 m.....	69

Figure IV.8: Profil annuel de la vitesse moyenne du vent et le paramètre de forme de Weibull à une hauteur de 10 m.....	69
Figure IV.9: la variation annuelle de la densité de puissance	70
Figure IV.10: Carte des longueurs de rugosité de la zone étudiée	71
Figure IV.11: l'atlas du vent de la région d'Arzew	71
Figure IV.12: Vitesse du vent sur le site sélectionné pour la simulation d'un parc éolien à 10 m de hauteur	72
Figure IV.13: caractéristiques de la puissance produite en fonction de la vitesse.(courbes de puissance)	72
Figure IV.14: Parc éolien sur une seule rangée (ferme 1).....	74
Figure IV.15: Direction du vent dominant pour une rangée.	74
Figure IV.16: Parc éolien à deux rangées (ferme 2).....	74
Figure IV.17: Direction du vent dominant de la ferme sur deux rangées.....	75
Figure IV.18: Énergie annuelle brute produite par les quatre fermes dans les deux types d'architecture.	77
Figure IV.19: Énergie annuelle nette produite par les quatre fermes dans les deux types d'architecture.	77
Figure IV.20: Densité de puissance moyenne des quatre fermes dans les deux types d'architecture.	78
Figure IV.21: vitesse moyenne des quatre fermes dans les deux types d'architecture.....	78
Figure IV.22: Production de pertes de sillage des quatre fermes dans les deux types d'architecture	79
Figure IV.23: profil de charge	80
Figure IV.24 : Le raccordement au réseau électrique en courant alternatif.....	83
Figure IV.25: Schéma de principe d'un câble sous-marin tripolaire	84

Figure IV.26: Le raccordement au réseau électrique en courant continu	85
Figure IV.27: Schéma de simulation du parc intégré au réseau électrique	86
Figure IV.28: Puissance active du parc éolien	87
Figure IV.29: Puissance Réactive du parc éolien	87
Figure IV.30: Vitesse au niveau du générateur.....	87
Figure IV.31: Tension coté réseau	87
Figure IV.32: Tension de charge	87

Liste des tableaux

Chapitre I : État d'art de la conversion éolienne

Tableau I.1: classification du vent d'après l'échelle de Beaufort.....	17
--	----

Chapitre II : Méthodologie d'évaluation d'un potentiel éolien

Tableau II.1: Classes et longueurs de rugosité.....	39
---	----

Chapitre IV : Simulation et interprétation des résultats

Tableau IV.1 : Coordonnées géographiques du site	63
--	----

Tableau IV.2 : Caractéristiques principales des turbines sélectionnées.	73
--	----

Tableau IV.3. Paramètres produits par les fermes à une ligne.....	75
---	----

Tableau IV.4. Paramètres produits par les fermes à deux rangées.....	76
--	----

Tableau IV.5 : Coût net des installations éolienne.....	81
---	----

Tableau IV.6 : COE et coût d'exploitation des installations éoliennes	81
---	----

Tableau IV.7 : Quantité de gaz polluants pour les différents systèmes de conversion d'énergie éolienne.....	82
---	----

Nomenclature

Z_0	Paramètre de rugosité du sol	m
z_1	La hauteur du mât de mesure	m
z_2	La hauteur de moyeu de l'éolienne	m
z_3	Hauteur a extrapolé	m
V_1	Vitesse mesurée au niveau du mât de mesure	m/s
V_2	Vitesse qu'on veut déterminer	m/s
α	Coefficient de friction	
C	Paramètre d'échelle de Weibull	m/s
a	Constante	
b	Constante	
k	Paramètre de forme de Weibull	
V_i	La vitesse du vent à le I -ème intervalle de mesure	m/s
M	Le nombre total des niveaux de mesure placés sur le pylône	
V_{site}	Vitesse du site	m/s
$V_{site\ m}$	Les mesures sur le site	m/s
$V_{ref\ m}$	La référence des mesures	m/s
β_0	Paramètre de régression	
β_1	Paramètre de régression	
ρ_m	Le coefficient de corrélation entre les séries $V_{ref\ m}$ et $V_{site\ m}$	Kg/m^3
σ	L'écart-type de la série extrapolée sur la période de mesure	
ϵ	Un terme aléatoire selon la loi normale	
$f(V)$	La distribution en fréquences des vitesses mesurées	
\bar{V}	La vitesse moyenne du vent	
δ	L'écart type des données observées de la vitesse du vent	
Γ	La fonction gamma	
ρ	La densité de l'air	Kg/m^3
\bar{V}^3	La vitesse cubique moyenne du vent	m^3
E_{pf}	Facteur de modèle énergétique	Wh/m^2
$RMSE$	L'erreur quadratique moyenne	
\hat{p}	La probabilité des vents supérieurs à la moyenne	
RPE	L'erreur relative en pourcentage entre la valeur prédite et la valeur observée	
Z_g	La hauteur géométrique moyenne	m

P	L'énergie éolienne	Wh/m^2
S	Surface de la voile	m^2
P_z	La densité de l'énergie éolienne au-dessus du niveau du sol	W/m^2
E_B	L'énergie éolienne générée à un endroit donné	Wh/m^2
f	La fréquence correspondant à la vitesse du vent V	
T	Nombre d'heures pour un nombre de journée d'une période définie	
V_d	Vitesse d'enclenchement (démarrage)	m/s
V_n	Vitesse pour laquelle la puissance nominale est obtenue	m/s
V_m	Vitesse de déclenchement (maximale)	m/s
P_n	puissance nominale d'une éolienne	W /m^2
S	L'aire balayée par le rotor	m^2
C_p	Le facteur de puissance d'une éolienne	
P_{90}	Production qu'on est sûr à 90 % de dépasser	
AEP	Énergie annuelle produite	kWh
COE	Coût de l'énergie	$\$/ kWh$
a_i	Coefficient empirique du modèle de Chang (a_1, a_2, a_3, a_4)	

Introduction générale

La consommation d'énergie ne cesse d'augmenter de manière exponentielle ces dernières décennies en raison de l'explosion de la demande par les récepteurs industriels.

Nous citons, par exemple, la réalisation des récepteurs spéciaux utilisés pour effectuer des opérations difficiles et complexes ainsi que l'électrification des transports et des champs agricoles. En plus de cette consommation d'énergie élevée, actuellement notre société exige beaucoup de confort pour une vie meilleure. En conséquence, cela a provoqué une augmentation significative des rejets de fumées contenant du dioxyde de carbone et de l'oxyde d'azote par les centrales thermiques, provoquant une pollution environnementale accrue.

D'autre part l'utilisation des centrales nucléaires a un risque élevé de radioactif lié aux déchets massifs de ces dernières, et surtout après la tragédie de la centrale du Japon. Cependant, depuis le début de ce siècle, ces problèmes préoccupent le monde et obligent chaque pays de revoir sa stratégie de développement énergétique.

Alors après plusieurs sommets et congrès scientifiques et politique le monde a compris que la stratégie efficace se résume dans la diversification des ressources énergétiques par le développement des énergies renouvelables. En 2002, le sommet mondial sur le développement durable s'était tenu à Johannesburg pour évaluer les progrès accomplis.

Ce regroupement auquel ont participé 191 gouvernements dont le gouvernement Algérien, agences internationales et autres grands groupes, a débouché sur des engagements clés en matière de production durable, d'eau, d'assainissement et d'énergie.

Le plan d'action tracé, dans le cadre des objectifs de développement durable était de garantir à tous l'accès à une énergie durable, sûre et fiable, y compris en augmentant la participation des énergies renouvelables dans le bouquet énergétique mondial.

Les sources d'énergies renouvelables peuvent être obtenues de la nature, exploitées et recyclées en permanence. Elles sont actuellement les sources d'énergie alternative les plus prometteuses en raison de leur disponibilité et de leur propreté. Ils améliorent la qualité et la quantité des services d'approvisionnement électriques ainsi, la réduction extraordinaire des émissions de gaz à effet de serre.

Une des propriétés qui distingue et particularise l'utilisation de l'énergie renouvelable est liée au fait que la matière première de source d'énergie primaire n'est pas transportable dans la majorité des cas. Contrairement aux sources conventionnelles comme le pétrole ou l'uranium qui peuvent être acheminés où distribuer. Par contre, le lieu de l'extraction de l'énergie renouvelable est déterminant pour le lieu de transformation.

Les panneaux solaires doivent évidemment être placés dans les zones bien ensoleillées, un site éolien doit être précisément déterminé en choisissant les lieux

géographiques les plus régulièrement ventés. Dans les zones où le réseau existe, il est donc pratique et dans la majorité des cas nécessaire de transformer l'énergie renouvelable sous forme électrique qui est transportable par les lignes électriques.

Selon les statistiques de l'agence internationale de l'énergie, exprimé en pourcentage de la puissance installée des différentes sources d'énergie renouvelables en 2019, l'énergie éolienne produite par la technologie éolienne occupée la quatrième place mondiale. Après les sources d'énergie hydroélectrique, biocarburant et le solaire.

En Algérie, pays du Nord de l'Afrique, nous constatons que la production d'électricité repose presque entièrement sur l'exploitation et la transformation des énergies fossiles. Par son emplacement géographique, notre pays possède un très important gisement solaire particulièrement au Sud. Un grand programme de promotion des énergies renouvelables est en cours de réalisation, pour produire 22 000 MW d'énergie éolienne propre d'ici 2030, dont, 5010 MW seront générés par l'énergie éolienne. Au terme de ce projet national, l'Algérie atteindra 27% de l'électricité produite à partir de sources renouvelables. Actuellement quelques projets ont été réalisés, dont la centrale hybride de Hassi R'mel d'une capacité de 30MW, une vingtaine de centrales photovoltaïques installées au niveau du territoire national et une ferme éolienne de 10MW à Adrar. Aujourd'hui la mise en fonctionnement de ces installations a donné des bons indicateurs pour l'exploitation de ces sources alternatives pour l'amélioration de la production de l'énergie électrique en Algérie. Toutefois, l'énergie éolienne est considérée comme une ressource énergétique variable d'un endroit à l'autre en raison de la topographie et du climat diversifié.

L'étendue Algérienne se caractérise par des vitesses du vent relativement élevées, plus précisément dans la région de Sud, ce qui la rend favorable à l'installation des centrales éoliennes. La seule centrale réalisée au niveau d'Adrar dans la région de Kabertene a été exploitée depuis l'année 2014 pour des buts expérimentales a donné une bonne satisfaction, quoique les constructions dans ce domaine restent limitées.

Alors, l'objectif de ce travail de recherche présentera une relance de développement de cette technologie basée sur des outils numériques modernes de calculs pour une continuité de la vision algérienne du développement de l'énergie éolienne. Il consiste à rechercher un site approprié pour l'installation d'un parc éolien et d'évaluer son potentiel en utilisant les méthodes scientifiques, les logiciels de conception, d'optimisation et les caractéristiques des nouvelles turbines de vent. D'après notre première constatation des critères préliminaires du choix des sites et principalement la disponibilité des bases de données du vent et la demande forte d'énergie qui cause beaucoup de problèmes au réseau électrique central. Notre prospection est arrêtée sur le choix d'un site situé près la zone industrielle de la ville d'Arzew, au nord-ouest de l'Algérie. Ce site se justifie par la présence de plusieurs caractéristiques favorables tel que l'existence d'une base de données des variations de vent (2005-2015) suffisante pour l'étude et une forte consommation de la charge.

En générale la méthodologie de dimensionnement d'un site éolien contient plusieurs étapes. Elle commence par l'analyse statistique des mesures et la détermination de la vitesse moyenne du vent. En suite la détermination la configuration optimale et la technologie de la turbine éolienne compatible pour améliorer l'efficacité du site. L'estimation de la capacité de production et sa relation avec l'équipement installé est une étape cruciale dans le processus de conception d'une centrale éolienne. Une mauvaise estimation de la production peut engendrer des pertes économiques importantes.

Les données utilisées en termes de vitesse et de direction du vent ont été enregistrées à 10m de hauteur, au niveau du réseau de l'Office Nationale de la Météorologie (ONM). Par ailleurs, le Programme WAsP (Wind Atlas Analysis and application Program) a été utilisé pour l'établissement de la carte éolienne de la région étudiée ainsi que pour la simulation de la production énergétique du parc éolien. Et le logiciel Homer est utilisé pour une étude économique et environnementale des différentes fermes. L'intégration de la ferme éolienne est réalisée par le logiciel Matlab.

Planification et structure de thèse

Pour bien amené cette recherche, nous allons répartir ce projet en quatre parties :

Dans la première, nous présenterons un état d'art qui comprendra la définition du phénomène du vent. En premier lieu nous définirons le vent, les différentes forces qui le régissent et les différents types de vent, et ses caractéristiques. Enfin, une présentation générale de l'atmosphère terrestre et ses différentes parties tout en se concentrant sur la couche limite atmosphérique.

Après cette partie introductive, la deuxième partie critiquera les méthodes d'évaluation du potentiel. On commence par la revue générale des méthodes employées actuellement dans l'industrie éolienne pour évaluer le potentiel éolien. Les méthodes d'extrapolation du profil du vent.

Dans la troisième partie, nous aborderons l'ensemble des modèles et la modélisation statistique des distributions de vent par la distribution de Weibull et la détermination de ces paramètres.

La dernière partie de notre travail sera consacrée a la présentation de l'ensemble des résultats relatifs à l'étude du gisement éolien dans la régions étudiées, Arzew.

Nous présenterons le programme WAsP avec les différentes données que nous allons les collectées. Nous y présenterons les résultats de l'étude statistique établie au niveau du mât de mesure, à 10m de hauteur. Cette partie sera en fonction des années, des mois et des heures de la journée pour le site étudié. Par ailleurs, nous présenterons la carte de vent tracés pour la région,

Ensuite, nous effectuerons un choix à partir des différents modèles de la technologie éolienne et la configuration optimale. Une comparaison entre des configurations différentes de plantations des turbines ayant pour objectif de trouver l'architecture optimale sera réalisée, ainsi que la simulation de la production énergétique des éventuelles fermes éoliennes au niveau du site.

Cette partie comprendra aussi une étude technico-économique et environnementale par le logiciel Homer qui nous permettra de juger le rendement des parcs éoliens et l'évaluation du coût du kWh produit pour chaque parc éolien simulé.

A la fin, une simulation de l'intégration de la ferme éolienne conçue au réseau électrique central par le logiciel Matlab, sera décrite.

Nous achèverons cette recherche, par des perspectives.

Chapitre I : État d'art de la conversion éolienne

I.1 Introduction

Le vent, en tant qu'élément naturel permet, de par sa force qui représente la caractéristique spécifique, la production d'une puissante source d'énergie. Cette énergie naturelle a été utilisée par l'humanité depuis des siècles. Son utilisation a en majorité été axée sur la navigation des bateaux à voiles, et pour faire tourner les pales des hélices des moulins pour faire moudre les grains.

Aujourd'hui, il est principalement utilisé pour produire de l'électricité.

En effet, l'énergie éolienne reste la plus appliquée ces dernières années grâce à sa simplicité technique et son meilleur rendement. Une éolienne peut fournir jusqu'à 59% de l'énergie du vent suivant les caractéristiques du site. Le vent étant par nature intermittent, la production représente environ 20% de son temps de fonctionnement. Les éoliennes ont une durée de vie acceptable, en général, elles sont obsolètes après 20 à 30 ans d'utilisation.

Alors, et afin de bien maîtriser toutes les notions nécessaires à la compréhension de ce phénomène naturel, et qui est le début du processus de la chaîne de conversion d'énergie éolienne, nous allons décrire dans ce chapitre, la physionomie du vent, son origine, ses caractéristiques, sa mesure, ainsi que sa composition.

I.2 Définition du gisement éolien

Grâce à son énergie cinétique, le vent constitue une ressource énergétique inépuisable, renouvelable mais fluctuante. L'installation d'une éolienne ne peut donc pas se faire d'une façon aléatoire, et l'endroit doit répondre à des critères bien définis. Généralement des études géologiques sont réalisées pour déterminer les caractéristiques des sites. Le potentiel éolien d'un site est défini comme l'énergie que l'on peut extraire d'une éolienne ou d'une multitude d'éoliennes durant une période donnée (généralement une année) de fonctionnement sur ce site. Pour évaluer la capacité du vent, il faut répartir la vitesse du vent sur le site. En outre, lors du choix de l'emplacement d'un parc éolien spécifique, d'autres paramètres doivent être pris en compte, et il est obligatoire que l'évaluation des ressources éoliennes varie à partir d'une estimation générale de l'énergie moyenne présente dans le vent sur une grande superficie. Cette étude sera également suivie d'une évaluation régionale puis du calcul de la production d'énergie annuelle moyenne dans un générateur éolien spécifique pour un emplacement spécifique [1].

I.3 Origine du vent

Il est clairement établi que l'énergie du rayonnement solaire absorbée par la terre à l'équateur est supérieure à celle absorbée aux pôles. Cela provoque une variation de température entre deux points, et il en résulte alors des différences de densité de masse d'air, provoquant leur déplacement d'une altitude à une autre [2][3].

Le vent est donc causé par la circulation de masses d'air entre les zones de basse pression (dépression) et de haute pression (anticyclone). Le vent joue un rôle principal dans la

connaissance climatique des régions. Il est l'acteur de la naissance des forces aérodynamiques de motorisation des turbines éolienne, donc, il représente une source appréciable d'énergie.

Ces déplacements sont directement influencés par la force de Coriolis qui s'exerce perpendiculairement à la direction du mouvement vers l'est dans l'hémisphère nord et vers l'ouest dans l'hémisphère sud voir figure (I.1).

La direction des vents dominants pourrait être aisément prédite si ces derniers n'étaient pas perturbés par les orages, les obstacles naturels tels que les montagnes ou les dépressions cycloniques.

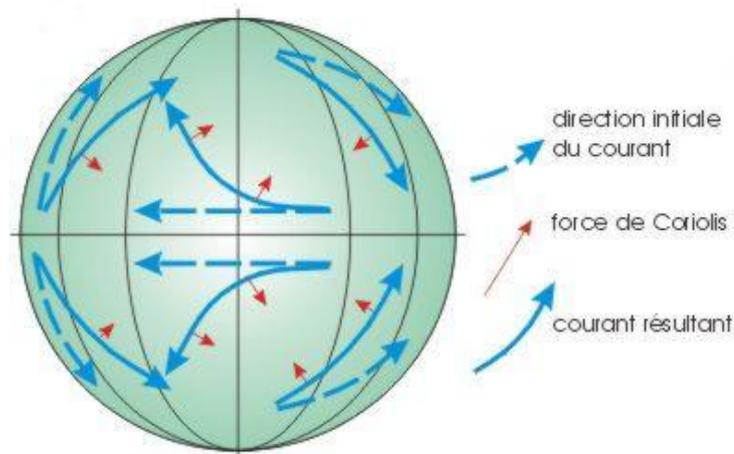


Figure I.1 : L'influence de la force de Coriolis sur les courants d'air.

I.3.1 La mesure du vent :

Elle est caractérisée par deux éléments essentiels, la direction et la vitesse soit en m/s ou en nœuds :

a- La direction :

Le mot « direction » en parlant du vent, représente le sens de déplacement du vent, par exemple :

Un vent d'ouest est un vent dont le souffle provient de l'ouest, et un vent du nord est un vent dont le souffle provient du nord.

Les directions du vent sont déterminées par un graphe appelé « rose des vents », comme il est présenté sur la figure (I.2). Ce graphe est obtenu en divisant une circonférence en plusieurs parties égales comptées à partir du Nord dans le sens des aiguilles d'une montre.

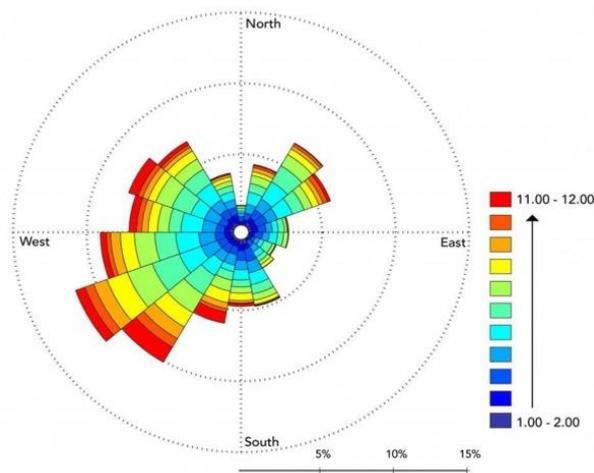


Figure I.2: Rose des vents.

b- La vitesse du vent :

La vitesse du vent est exprimée en mètres par seconde m/s ou par d'autres unités suivant la relation suivante :

$$1 \text{ m/s} = 3.6 \text{ Km/h} = 1.94 \text{ nœuds}$$

Les instruments utilisés pour mesurer la vitesse du vent sont appelés des anémomètres.

Pour l'usage météorologique, on se sert fréquemment des anémomètres à rotation. Ce sont des sortes de moulinets légers à axe horizontal ou vertical, dont la vitesse de rotation est proportionnelle à la vitesse du vent comme le montre la figure (I.4). Certains anémomètres sont dotés d'un dispositif électrique permettant l'enregistrement de la vitesse du vent, à distance (anémographe).

c- Indicateurs biologiques :

Généralement lorsqu'aucune donnée n'est disponible, on peut utiliser le mouvement des arbres et des arbustes comme un bon indicateur du vent. Lorsque les conditions sont difficiles, ces vents forts peuvent être influencés et des déformations peuvent survenir. Cette force des vents peut créer des difformités au niveau des arbres et de leurs branches, ce qui renseigne le degré de déformation dû au vent, ainsi que l'amplitude de l'indicateur de déformation de Griggs-Putnam, calculé suivant la figure (I.3), représentée par les bandes de vitesse du vent correspondantes.

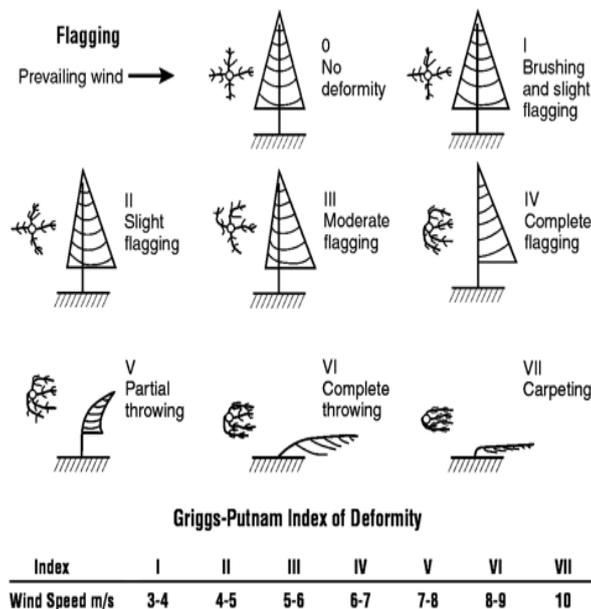


Figure I.3 : Répertoire des niveaux de déformation de Griggs-Putnam

La vitesse et la direction des vents étant très fréquente, il nous est difficile de lire les données collectées à un endroit précis, et ceci peut influencer sur la crédibilité des mesures. Pour éviter des erreurs d'appréciation, nous devons utiliser des logiciels spécifiques tels que : WASP, WINDPRO, WINDOGRAPHER.

I.3.2 Éléments de mesure de la vitesse du vent

a. Les anémomètres et les girouettes :

Les anémomètres généralement, doivent être posés sur un mât de 10 mètres de haut. Un anémomètre se compose de trois petites coupelles installées sur des bras horizontaux espacés d'une manière égale et équipé d'un dispositif de comptage de tours. La vitesse de rotation de l'anémomètre est proportionnelle à la vitesse du vent. Il indique aussi la direction du vent grâce à une girouette associée dans le dispositif. D'où la dénomination (Anémomètre Girouette) comme il est représenté par la figure (I.4) [4].



Figure I.4: Ensemble Anémomètre Girouette

b- La manche à air (manche à vent)

La manche à air est un instrument pas compliqué, qui nous indique l'origine du vent et nous donne aussi une approximation de la vitesse du vent. Il est composé d'un tube de toile souple fermé à l'une des extrémités que l'on appelle manchon, et fixé à un mât. Le vent pénètre par l'ouverture et soulève le manchon. Il y a toujours au moins trois bandes rouges, et deux bandes blanches qui s'alternent. Grâce à ces bandes bicolores, on peut avoir une valeur approximative de la vitesse du vent. Chaque bande correspond à une vitesse de 5 nœuds (environ 9 km/h). Quand il y a cinq bandes du tube de toile complètement à l'horizontal on peut dire qu'il y a un vent d'au moins 25 nœuds (environ 45 km/h). Quand le tube de toile pivote sur son axe, il nous permet alors de connaître la direction du vent. Nous noterons que le manchon pointe toujours vers la direction du vent, la figure (I.5) montre l'emplacement du manche.



Figure I.5: Manche à air

c- Anémomètre à hélice :

Ce dispositif est aussi couplé à une girouette, l'hélice, qui nous permet de mesurer la vitesse du vent, tourne autour d'un axe horizontal. Beaucoup moins fréquemment, on trouve des anémomètres constitués de deux hélices tournant autour de deux axes fixes, horizontaux et perpendiculaires. La force et la direction du vent sont calculées en corrélant les vitesses de rotation des deux hélices. C'est également le cas sur les éoliennes la figure (I.6) indique ce dispositif .



Figure I.6 : Anémomètre à hélice

d- Anémomètre à moulinet (ou de Byram) :

L'anémomètre à moulinet est un instrument mesurant la vitesse du vent par la rotation d'un moulinet à axe horizontal ou vertical. Le principe est le même que pour le précédent, mis à part que les hélices sont remplacées par des pales. La différence essentielle entre ces deux types est que le moulinet est un capteur planaire (il mesure la composante du vecteur vent sur un plan perpendiculaire à son axe de rotation) alors que l'hélice est un capteur logique mesurant la projection du vecteur vent sur son axe de rotation. Il existe également des anémomètres portatifs qu'un opérateur peut utiliser facilement en tout endroit.

La figure (I.7) présente un anémomètre à moulinet le plus souvent utilisé.



Figure I.7 : Anémomètre à moulinet

e- Le mât de mesures :

Les mâts de mesure de vent sont conçus en treillis de sections triangulaires haubanées de différentes hauteurs en utilisant des haubans d'acier très résistants [5]. Il est nécessaire d'implanter des mâts dans des sites conformément aux critères pour mesurer les paramètres du vent et en respectant les critères suivants [6]:

- Le mât de mesure doit avoir une hauteur de 10 m et sur un terrain dégagé.
- Un mât doit être installé à une distance au moins égale à dix fois la hauteur des obstacles environnants.
- Un objet est considéré comme un obstacle dans le cas où sa largeur angulaire est supérieure à 10° .
- Les obstacles ne doivent pas dépasser une hauteur de 5.5 m dans un rayon de 100m autour du mât.
- Les obstacles de hauteur inférieure à 2 m peuvent être négligés.
- Un changement de relief dans un rayon de 100 m 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 8 m.

La figure (I.8) illustre le montage d'un mât de mesures.

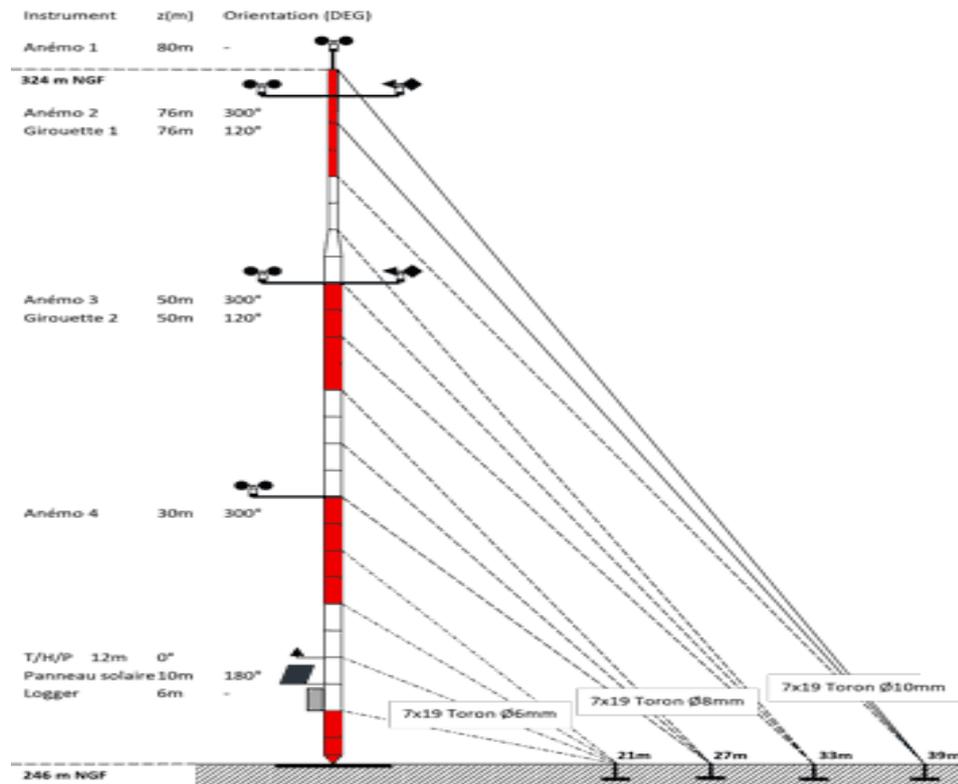


Figure I.8 : Le mât de mesures [7].

I.4 Éléments atmosphériques et influence sur le vent :

a. Structure atmosphérique

Comme est indiqué sur la figure (I.9), l'atmosphère standard se compose de deux parties essentielles, la première est la troposphère, sa limite inférieure est le sol et sa limite supérieure est appelée la tropopause, son épaisseur est de l'ordre de 10 kilomètres. La deuxième est la stratosphère qui représente 20% au-dessus de la tropopause.

L'air qui constitue l'atmosphère terrestre est un mélange de gaz et de particules solides ou liquides, concentrés dans la troposphère. Dans cette région, le déplacement de l'air, par rapport à la surface terrestre, appelé vent résulte de l'équilibre entre les forces de ce milieu. Une partie élémentaire d'air dans ce milieu est soumise à la réaction de quatre forces majeures :

- La force gravitationnelle (l'attraction mutuelle des corps) ;
- La force due au gradient de pression (dû à la différence des pressions) ;
- La force de Coriolis qui est le résultat de la rotation de la terre au tour de son axe et est perpendiculaire à la vitesse du vent ;
- Les forces de frottements qui traduisent la friction turbulente de l'air avec le sol.

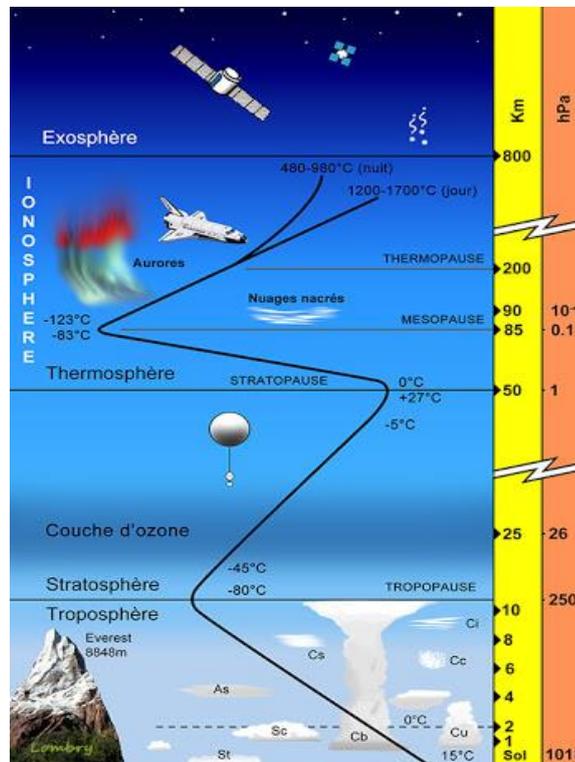


Figure I.9 : Vue schématique de la couche atmosphérique standard.

b. Couche limite atmosphérique (CLA) :

La couche limite atmosphérique, possède une épaisseur d'environ un kilomètre. Elle est la couche qui contient 10% du recouvrement de la masse d'air totale [8]. Le déplacement d'air est régi par le gradient de pression. Cette couche est contrôlée et modifiée partiellement par le frottement aérodynamique de la surface du sol et par l'importance de la stratification de la densité d'air qui résulte des différences de températures entre la surface du sol et l'air ambiant.

Elle est fonction de plusieurs paramètres, tel que ; la vitesse du vent, la rugosité des sols et l'ensoleillement variable suivant les lieux, les saisons et l'heure de la journée.

Outre la surface terrestre, la présence du sol perturbe l'écoulement de l'air et il va se créer une forte turbulence (vent), alors que dans l'atmosphère libre, l'air sous la double action des forces de pression et de Coriolis est uniforme, horizontal et sa vitesse est constante (vent géostrophique).

c. La composition de CLA :

C'est une couche qui se divise en trois parties distinctes comme il est illustré sur la figure (I.10) :

- C.1 La couche d'Eckerman
- C.2 La couche de surface
- C.3 La sous-couche rugueuse

La couche d'Eckerman se trouve au niveau supérieur de la CLA. Dans cette zone, les frottements sur la surface influencent beaucoup sur la structure du champ de vent, ainsi que sur la stratification thermique et également sur la force de Coriolis. Notons qu'avec l'augmentation de

l'altitude, les forces de frottement deviennent négligeables devant la force de Coriolis. Comme conséquence, la direction du vent subit donc une rotation (en direction de l'hémisphère Nord) et s'aligne à son sommet avec le vent géostrophique. Par contre, la couche de surface est directement en contact avec la surface terrestre.

Dans cette couche, la force de Coriolis est négligeable devant les forces de frottements et les effets thermiques. Pour cette raison, la structure du champ de vent devient donc complexe et varie avec la nature du terrain et sa rugosité. La sous-couche rugueuse est la partie inférieure de la couche de surface, juste au-dessus de la surface du sol. Son épaisseur varie de quelques dizaines de millimètres sur une surface de mer plane à quelques dizaines de mètres en ville. L'écoulement de l'air est alors fortement turbulent, non stationnaire et non homogène. Ce phénomène est caractérisé par le paramètre de longueur de rugosité aérodynamique globale Z_0 .

Ce paramètre est défini par JP Costes [7] comme étant "la hauteur au-dessus du sol à laquelle il convient d'admettre que le vent s'annule pour tenir compte de la présence des aspérités". Plus généralement, cette longueur de rugosité caractérise l'influence globale de la sous-couche rugueuse sur le vent.

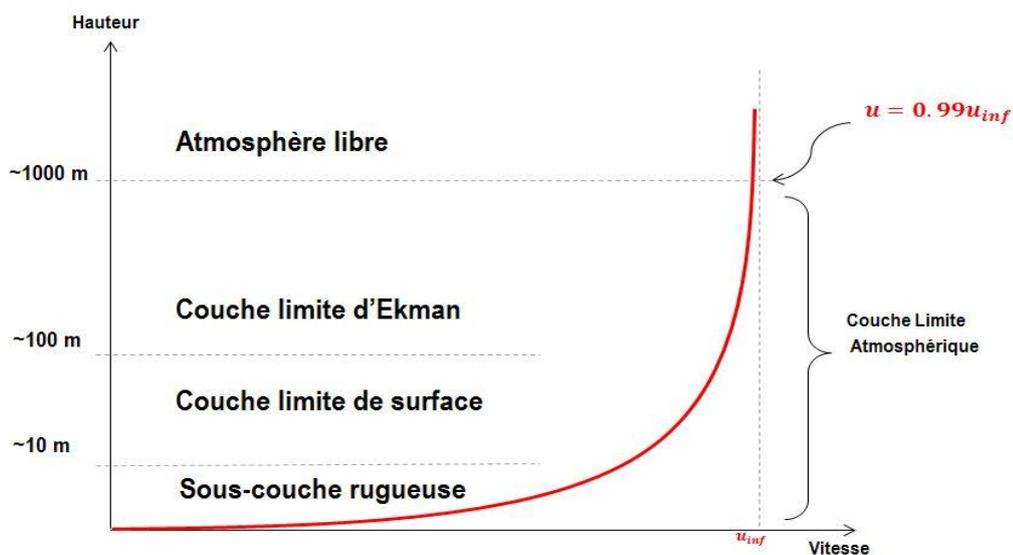


Figure I.10 : Structure de la couche limite atmosphérique

I.5 Influence thermique du sol :

- Les brises

La notion de vent et de brise est mal interprétée dans le langage courant.

Généralement, on tend à confondre entre vent et brise. Du point de vue d'un spécialiste, il s'agit pourtant de circulations d'air tout à fait différentes :

Le vent se situe à l'échelle météorologique, il a pour moteur les anticyclones et les dépressions, par contre la brise est un phénomène local, d'origine convective [9].

- **Brise de terre et brise de mer :**

Durant la journée, la terre se réchauffe plus rapidement que la mer, ce qui provoque un soulèvement de l'air chaud qui se dirige ensuite vers elle.

Ce qui engendre une dépression près de la surface de la terre, attirant ainsi l'air froid provenant de la mer, c'est ce que l'on appelle la **brise de mer**. Vers le tard, il se produit souvent une période calme ou la température de la terre et celle de la mer se rejoignent.

Par contre, la nuit le phénomène inverse s'installe et le vent commence à souffler dans le sens inverse, c'est ce que l'on appelle la **brise de terre**.

En général, la vitesse du vent est moins importante que celle de la brise de mer car la différence de température entre la terre et la mer est moins importante la nuit. La mousson qui souffle en Asie du Sud-Est est en effet une brise de mer alternant avec une brise de terre à grande échelle, sa direction varie en fonction des saisons. Les figures ((I.11.A) et (I.11.B) symbolisent ce phénomène.

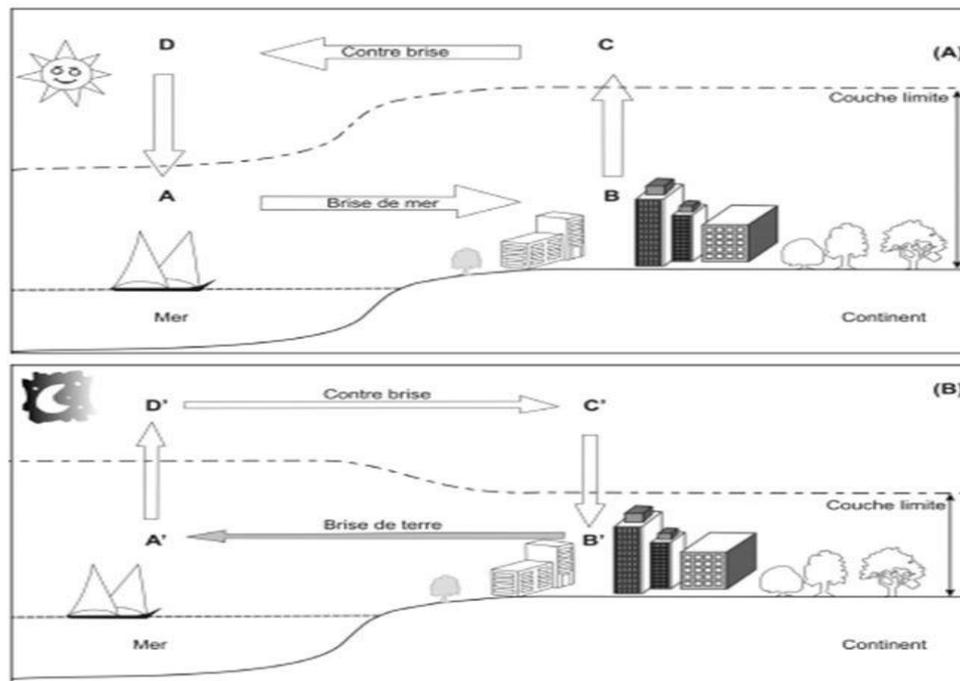


Figure I.11:(A) Schéma simplifié de la brise de mer ; (B) schéma simplifié de la brise de terre [8].

Les parcs éoliens sont souvent situés près de la côte pour profiter des fluctuations quotidiennes normales de la vitesse du vent résultant de la brise de mer ou sur terre. Alors que de nombreux parcs éoliens on shore et parcs éoliens offshore ne comptent pas sur ces vents, un parc éolien nearshore est un type de parc éolien offshore situé sur les eaux côtières peu profondes pour tirer profit des deux brises marines et terrestres.

I.6 Impact mécanique du relief : obstacles en montagne

L'observation sur le terrain montre que les vents transcendent dans une certaine mesure les barrières isolées, mais une fois la barrière formée par le relief suffisamment développée, le courant d'air doit souvent passer sur la plus grande partie de sa longueur. Sur une pente "sous le vent", l'air monte provoquant une montée du courant ; Le levage est appelé rampe et est souvent utilisé pour le glissement la figure (I.12) illustre le phénomène.

Ensuite, pour suivre son mouvement, l'air descend, le long de la pente opposée, on l'appelle encore « sous vent », et il devient en mouvement avec une turbulence assez importante qui forme des courants descendants et des tourbillons. Sous le vent, l'écoulement épouse rarement le profil du relief. Il décolle de celui-ci et devient tourbillonnaire.

Par conséquent, si les vitesses de vent sont souvent accélérées sur les collines, c'est à cause de la différence de pression existant à l'avant et à l'arrière de celles-ci. Le vent se trouve comprimé par la colline à la face exposée au vent, pour s'étendre ensuite, une fois passé le sommet, vers la zone de basse pression du côté sous le vent de la colline.

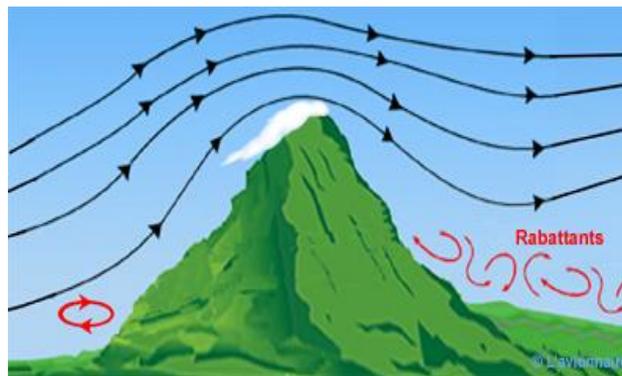


Figure I.12 : Mouvement de l'air le long d'un obstacle orographique

I.7 Fluctuation temporelle :

Les vents ne sont pas toujours des sources stables, leurs directions et sa vitesse varient rapidement dans le temps. Il y a donc, pour un endroit donné, une variation de l'énergie éolienne disponible.

Ces changements peuvent être de haute fréquence, comme le montre la figure (I.13.a), où la vitesse enregistrée pendant une période de 30 secondes varie de 5 à 7 m / s, et elle peut également être à une fréquence moyenne, comme c'est le cas pour les vitesses journalières ou horaires, comme indiqué par la figure (I.13.b). Pour la variabilité de basse fréquence, elle est liée aux variations saisonnières et mensuelles, comme est indiqué dans les figures (I.13.c) et (I.13.d).

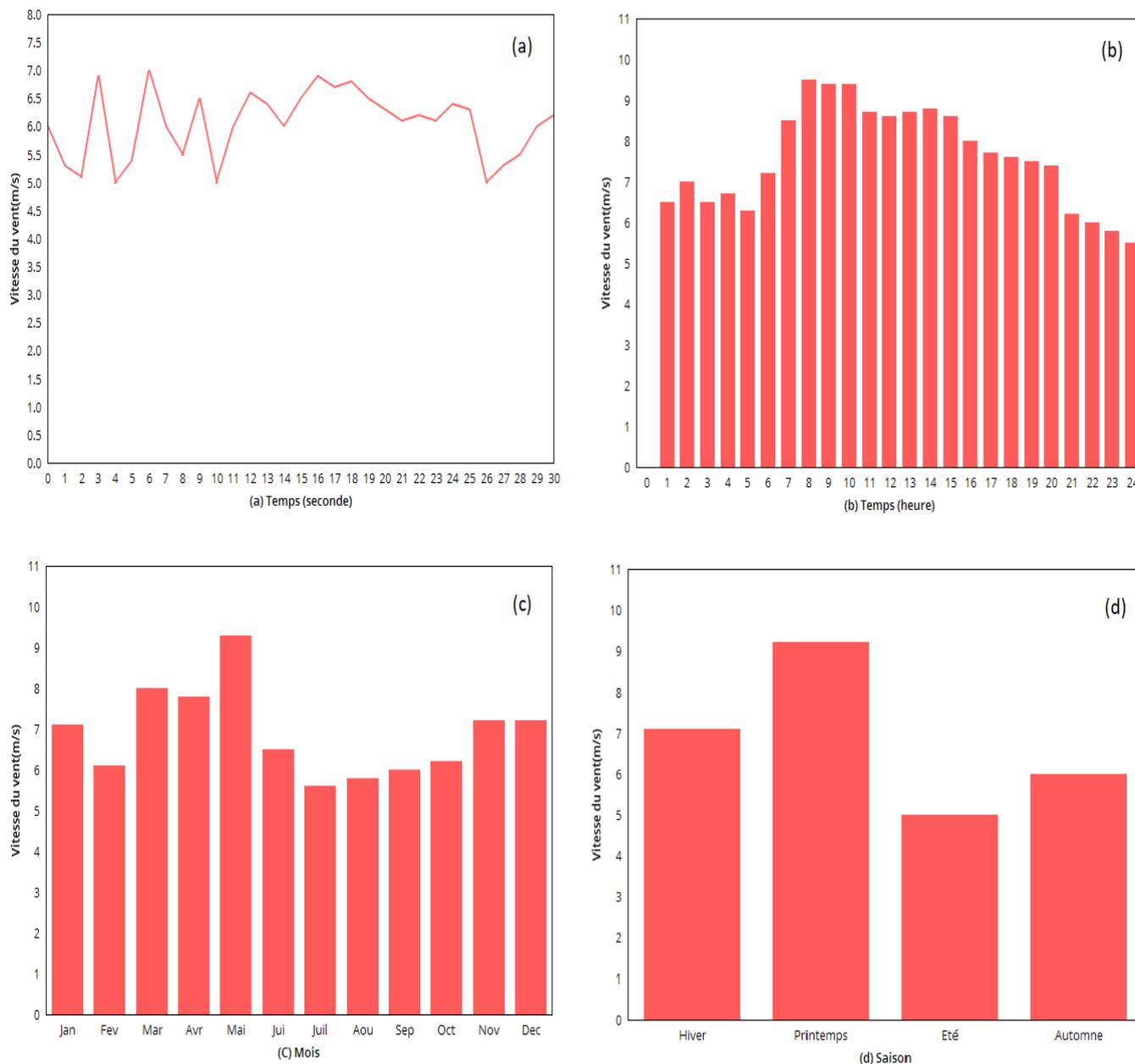


Figure I.13: Variations temporelles de la vitesse du vent

(a) variations secondaires de la vitesse du vent

(b) variations horaires de la vitesse du vent

(c) variations mensuelles de la vitesse du vent

(d) variations saisonnières de la vitesse du vent.

I.8 Fluctuation spatiale :

Le vent est également caractérisé par une variation spatiale et comprend donc deux catégories.

Une variation spatiale régionale qui dépend de la latitude, du soleil et des altitudes (géographie et physique), et une autre variation spatiale locale qui prend en compte le terrain, les obstacles et la rugosité du sol.

I.9 Classification du vent

En fonction de sa vitesse et de son impact, on classe le vent d'après l'échelle de l'amiral Beaufort, créé en 1805. Cette classification est basée sur des intervalles de vitesse comme est expliqué sur le tableau (I.1).

Dégré	Vitesse (m/s)	Effet au sol	Effet sur l'eau
0. Calme	<1	Pas de vent, la fumée monte verticalement	Comme un miroir
1. Brise	De 0.6 à 9.8	La fumée fléchit, Les feuilles bougent, branches bougent	Calme plat, Petites vagues courtes, Vaguelettes, Vagues moyennes, moutons, embruns éclaboussures
2. Vent frais	De 9.9 à 12.4	Les grosses branches s'agit et on le sent dans les maisons	Grosses vagues avec écume
3. Vent fort	De 12.5 à 15.2	Il agite les branches et gêne la marche	Très grosses vagues avec écume
4. Bourrasque ou coup de vent	De 15.3 à 21.5	Il casse les branches et agite de gros arbres, Il arrache les tuiles des toits	Vagues hautes, embruns et visibilité réduite, Lames avec écume épaisse, visibilité
5. Tempête	De 21.6 à 29	Il arrache et abat les arbres, Il provoque des dégâts énormes	Grosses lames, mer blanchâtre, visibilité très réduite, Très grosses lames, la mer est couverte d'écume, visibilité proche du zéro
6. Ouragan	Plus de 29	Destruction générale de tout ce qu'il rencontre	Mer totalement blanche, visibilité nulle, lames exceptionnellement hautes

Tableau I.1: classification du vent d'après l'échelle de Beaufort

I.10 Variation spatiale (atlas de l'Algérie)

Actuellement beaucoup de pays ont établi leurs recueils de cartes géographiques de vents généralement établis à l'aide du logiciel WAsP développé par le Laboratoire Riso au Danemark. Ce logiciel permet, à partir des données mesurées au sol, en prenant en considération les conditions du sol, d'établir, une interpolation spatiale, qui comprend : la topographie, la rugosité et les obstacles [10,11]. Les résultats obtenus sont ensuite extrapolés à l'aide de la loi de

puissance à 25 et 60 m. Ceci va nous permettre ainsi de connaître l'évolution de la vitesse du vent à des altitudes représentant un intérêt énergétique (hauteur de l'hélice, hauteur d'un édifice.....).

Une autre approche porte sur l'utilisation d'un modèle qui, à partir de données mesurées à 3000 m d'altitude par radiosondage, permet une interpolation horizontale avec un pas de distance choisi.

On introduit par la suite l'influence des paramètres rencontrés au sol tel que la rugosité et l'altitude par l'extrapolation vers le sol du champ de vitesses obtenu initialement en considérant les conditions neutres de stabilité.

Parmi les modèles développés, on peut citer celui d'AILOS, [12] et [13] qui s'adapte bien aux régions accidentées. Ce dernier a été testé en Algérie et a fait l'objet de plusieurs travaux scientifiques mentionnés ci-dessous [14].

En 1984, l'auteur SAID et autres dans leurs recherches ont utilisé les mesures des paramètres du vent récoltées par Office National de Météorologie (ONM),[15] et les chercheurs ont conclu à cette époque que l'Algérie n'avait pas de grandes possibilités en matière d'utilisation de l'énergie du vent [16].

En 1985, le chercheur BENSAAAD utilisa les mêmes données dans ces travaux et présenta une classification des vitesses du vent en fonction de la topographie du pays [17].

En 1988, le même auteur a publié les vitesses et les fréquences moyennes de 22 stations, ainsi que les paramètres de Weibull pour Alger et Oran, [17]. Vu que les mesures sont basées sur des mesures effectuées sur de petites périodes de mesure on ne pouvait pas en faire une règle.

En 1990, le scientifique HAMMOUCHE a édité " l'atlas de vent de l'Algérie " donnant les résultats de l'étude statistique de 37 stations en utilisant le logiciel WASP qui été utilisé pour la cartographie éolienne de l'Europe, [18]. Les résultats sont donnés sous forme de tableaux regroupant les paramètres annuels de Weibull à 10, 50 et 100 m, les directions dominantes du vent et les vitesses arithmétiques moyennes mensuelles et annuelles.

En 1994, l'auteur KASBADJI MERZOUK a exploité les résultats de HAMMOUCHE pour établir la première carte du vent de l'Algérie [5].

En 1999, Cette carte a été améliorée par le même auteur, en portant le nombre de stations à 46 et en utilisant la distribution hybride de Weibull,[5].

En 2003, le modèle Aiolos a été utilisé Kasbadji et al pour l'établissement de cartes relatives aux microclimats des régions accidentées en Algérie. Les résultats obtenus ont permis de détecter des zones ventées en Algérie, avec des vitesses moyennes de vent allant jusqu'à 7 m/s, telles que la côte ouest méditerranéenne et des zones isolées comme Sidi Aich située au centre, [5],[19].

En 2006, Dr. Nachida Kasbadji Merzouk a réalisé d'autres travaux de cartographie éolienne du pays à 10 m de hauteur [5].

En 2011, Dr. Farouk Chellali a établi une autre étude sur le gisement éolien en Algérie [20]. Ce dernier a introduit une analyse spectrale pour étudier le phénomène cyclique du vent et a contribué à l'actualisation de la carte des vents en Algérie en introduisant le site de Hassi-R'Mel qui avait été sous-estimé dans les précédents travaux.

En 2013, Dr. Sidi Mohammed Boudia a réactualisé la carte des vents à 10 m [21], en utilisant des données météorologiques plus récentes et un plus grand nombre de points de mesure par rapport aux précédents travaux.

En 2016, les chercheurs LOUSSA et al ont estimé les ressources éoliennes disponibles dans la région Ksar Chellala en utilisant WAsP pour identifier les sites venteux adaptés aux installations éoliennes les plus productives [22].

En 2016, ABDESLAME et al. Dans ces travaux ont utilisé les données éoliennes pendant dix ans sur 4 sites situés dans les hauts plateaux algériens, à savoir Sétif, Ksar Chellala, Msila et Tiaret, pour évaluer la production annuelle de puissance électrique d'un parc éolien d'une capacité installée de 8 MW sur chaque site en Algérie [23].

En 2016, Saheb Koussa et al. ont estimé le facteur de capacité (CF) de 4 éoliennes disponibles sur le marché sur la base des caractéristiques éoliennes de 13 sites situés dans différentes zones climatiques algériennes [24].

En 2018, H.Daaou Nedjari et al ont publiés un nouveau Atlas vent de l'Algérie à 10 m du sol. Ce recueil a été réalisé sur la base de données de vitesse de vent horaires et tri horaires enregistrées sur 10 années consécutives de 2004 à 2014 dans 74 stations météorologiques de l'ONM et 21 stations supplémentaire des pays limitrophes [25].

En 2018, Guerri et al ont enquêté sur l'analyse des performances du premier parc éolien de Kabertene, situé à Adrar. Ils ont évalué le coût de l'électricité produite sur la base de certaines hypothèses concernant les coûts d'investissement du parc éolien, à savoir le prix spécifique moyen des éoliennes, les travaux de génie civil et le coût en capital initial de l'éolienne, leurs travaux scientifiques ont été publiés dans la même année [26].

En 2018, les mêmes auteurs dans leurs travaux scientifiques déclarent que le potentiel éolien le plus connu se situe dans la région sud-ouest, c'est-à-dire Adrar, où la vitesse du vent est supérieure à 6 m / s. Des investigations plus approfondies sont nécessaires pour identifier les sites appropriés pour les déploiements de projets éoliens [26].

En 2019, les chercheurs Sidi Mohammed Boudia et al ont présenté une évaluation du potentiel éolien sur l'ensemble du territoire algérien, sur 33 années (1981-2014). Des composantes éoliennes sur 6 heures sont utilisées pour évaluer les caractéristiques à grande échelle de l'énergie éolienne. Les données sont validées par rapport aux vitesses d'observation du vent provenant de 42 sites à travers l'Algérie [27]

En 2019, les scientifiques Zergane said et al ont présenté un travail de recherche qui consiste à

déterminer les conditions d'installation d'un parc éolien ; évaluer le parc éolien par des mesures de la vitesse du vent et de l'emplacement des éoliennes dans le parc afin de minimiser l'effet de l'interférence des éoliennes. Les résultats de la simulation sont présentés et discutés à partir des données du site de Kaberten en Algérie et des caractéristiques de l'éolienne GAMESA G52[28].

En 2019, les auteurs Mamer Dahbi et al ont présenté le potentiel éolien à Béchar (sud-ouest de l'Algérie) et ont discuté le potentiel de production d'électricité sur la base des données météorologiques locales pour différentes hauteurs et caractéristiques typiques des éoliennes [29].

En 2020, les chercheurs Youcef Himri et al ont présenté une recherche centrée sur la viabilité économique des parcs éoliens et l'évaluation du potentiel éolien par les outils RETScreen et WAsP, pour la région sud-ouest de l'Algérie (Adrar). Cette étude considère le développement de l'atlas de l'analyse des caractéristiques du vent. Les données de vent moyennes horaires enregistrées au cours des années 2003 à 2008 par l'ONM «Office National de la Météorologie» (Office Météorologique Algérien) [30].

En 2020, Salah Marih et al ont présenté une évaluation du potentiel éolien et une méthodologie de conception d'un parc éolien de 10 MW dans la région industrielle d'Arzew, située au nord-ouest de l'Algérie, pour améliorer la qualité de service du réseau électrique et accroître la participation de l'Algérie à l'utilisation des énergies renouvelables. Les données de vent horaires sur 10 ans (2005-2015) [31].

Ces travaux représentent une plateforme pour le programme nationale Algérien de promotion des énergies renouvelables pour produire 22 000 MW d'énergie éclectique propre d'ici 2030, dont, 5010 MW seront générés par l'énergie éolienne, le gouvernement algérien peut baser sur ces études pour prendre la décision du choix des sites pour réaliser des fermes éoliennes.

I.11 Développement de la technologie éolienne

Les Perses au moyen âge ont été les premiers à utiliser des éoliennes très simples à axe vertical pour irriguer leurs cultures et aider au meulage du grain. Ce type d'éoliennes va se répandre dans tout le monde arabe puis dans l'occident. Au 16 -ème siècle, cette technologie a été utilisée pour pomper de l'eau et couper le bois ce qui a poussé l'homme à s'intéresser d'avantage au savoir-faire de cette technologie [32].

En 1890, le danois Paul La Cour invente la première éolienne industrielle de production d'électricité. Cependant le début du 20 -ème siècle, a été marqué par la construction des premières éoliennes produisant de grandes quantités d'électricité.

En 1920, la réalisation d'une éolienne Darrieus à axe verticale ;

En 1957, la construction de l'éolienne de Gedser produisant une puissance de 200 KW ;

En 1973, la crise pétrolière a poussé les pays non producteurs et surtout les occidentaux à changer leurs programmes, et de réfléchir à une autre énergie alternative. A ce moment la majorité des pays ont adopté la solution des énergies renouvelables. Ce consensus a relancé

fortement le marché des éoliennes.

En 1980, l'état de la Californie décide que d'ici l'an 2000, 10 % de son alimentation énergétique proviendra de l'énergie éolienne et favorise l'installation de 17 000 éoliennes de 20kW à 350 kW entre 1981 et 1990.

En 1984, la construction du projet Éole, qui représente la plus grande éolienne de type Darrieus au monde ;

En 1991, la réalisation du premier parc d'éoliennes en mer au large du Danemark d'une puissance totale de 5 MW ;

En 2002, la mise en service du plus grand parc éolien offshore au monde (en 2002) au Danemark ;

En 2004, la capacité mondiale d'énergie éolienne dépasse les 8.2 GW ;

En 2013, le monde produit 36 GW de son électricité grâce aux éoliennes ;

En 2015, le parc mondial a enregistré une croissance de 17% pour atteindre une puissance totale de plus de 63.8 GW. A l'échelle des pays, c'est la Chine qui s'est développée le plus (elle représente la moitié de la progression mondiale), suivie des USA et de l'Allemagne. En Europe, l'énergie du vent a satisfait 11.4% de la consommation de courant de l'Union Européenne.

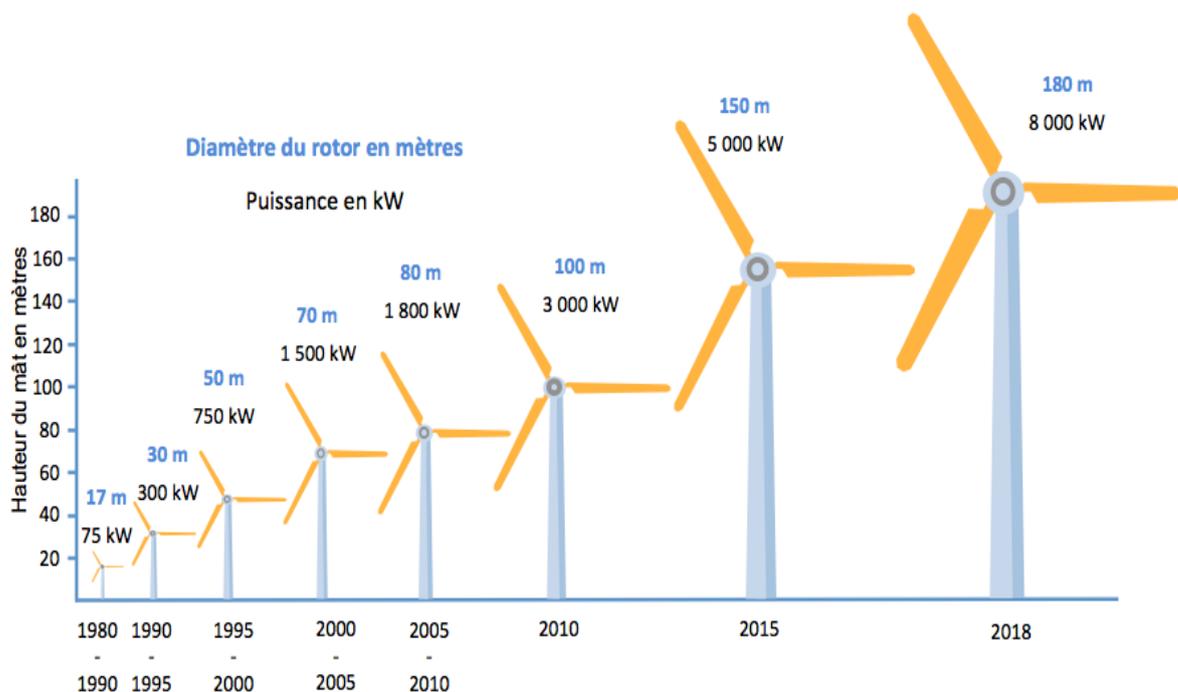


Figure I.14 : Développement des éoliennes modernes

I.12 Les objectifs de recherche

A travers cette recherche dans ce domaine des énergies renouvelables, nous avons noté que les projets éoliens se multiplient de plus en plus dans le monde avec la croissance de plus en plus de l'énergie produite et le développement des équipements. Cependant quel que soit la taille

énergétique du projet, une des premières étapes importante est la détermination du site d'installation de parc éolien. Classiquement, la décision du choix dépend deux avis distincts, le premier est purement scientifique basé sur les résultats des prélèvements, et des traitements des paramètres du site pour confirmer son potentiel de vent, ainsi que les impacts et les perturbations techniques de fonctionnement des turbines sur les autres industries de voisinage, et l'autre avis dépend de l'impact de la nouvelle construction sur la nature et la société. Alors dans ce contexte se résume nos objectifs de recherche qui consiste à faire une évaluation optimale du potentiel éolienne du site dans la région d'Arzew.

L'évaluation du potentiel d'un site éolien doit être faite d'une façon rigoureuse pour d'avoir une rentabilité maximum. Les variations locales du vent doivent être mesurées d'une façon très précise et détaillée. Donc la détermination d'un parc éolien rentable nécessite une technologie de mesure du vent la plus précise et la plus fiable, les études de faisabilité et de dimensionnement optimal du site éolien doivent être très bien maîtrisées. Les campagnes de mesure durent généralement au moins douze mois, au cours desquelles les données de mesure du vent sont collectées en continu à intervalles réguliers sans interruption. Les données de stations météorologiques à proximité de site doivent être exploitées au maximum car elles permettent de nous donner une idée sur les véritables valeurs réelles de vent car les conditions météorologiques varient d'une saison à l'autre et d'une année à l'autre. En plus de l'évaluation de la vitesse du vent, l'évaluation de la direction du vent et de son impact est nécessaire. La détermination des directions dominantes du vent aide dans le choix de la direction d'implantation des éoliennes du parc. En plus de l'étude détaillée de l'énergie cinétique du vent d'autres paramètres du site doivent être identifiés tels que la rugosité du terrain, les obstacles et les caractéristiques topographiques du site. La vérification de l'efficacité d'installation des différentes technologies d'éoliennes pour valider l'efficacité en termes de production d'énergie au niveau de site doit être simulée par des outils numériques modernes. Après la validation du rendement de la ferme par simulation, intégration au réseau central doit être étudiée.

Ces étapes scientifiques seront clôturées par une étude technico- économique pour estimer du prix de l'électricité produite par le parc, et son influence environnementale coté d'émission des gaz polluants.

Enfin les travaux optimisation du parc éolien conçu seront soumis à des études détaillées pour déterminer son impact sur le milieu naturel (localisation du site par rapport aux trajets des oiseaux migrateurs) et social (accueil d'un tel système de production par la population) pour de pouvoir choisir définitivement les alternatives correspondantes et prendre une décision de construction.

I.13 Conclusion

Dans ce premier chapitre, nous avons énuméré les principales définitions qui font partie du lexique du phénomène du vent. Il nous a permis d'approfondir nos connaissances dans les phénomènes régissant le vent et le développement des technologies éoliennes. A travers les littératures consultées et énumérées dans le chapitre, nous avons appris qu'un projet éolien malgré la propreté de son énergie a un impact sur son environnement tel que le milieu naturel et social. Il présente aussi des perturbations techniques des transmissions radioélectriques et des décollages des aéronefs aux abords des aérodromes.

Nous avons acquis les informations nécessaires pour prendre en charge la méthodologie d'évaluation d'un potentiel d'un site éolien ainsi que la conception d'une ferme éolienne.

Chapitre II : Méthodologie d'évaluation d'un potentiel éolien

II.1 Introduction

Dans ces dernières décennies les énergies fossiles non seulement sont appelés à disparaître, mais aussi elles produisent beaucoup de dioxyde de carbone (CO₂) et elles sont devenues une cause importante du réchauffement climatique. Alors, cela a accélérés la course à la promotion des énergies renouvelables. Momentanément, toutes les études scientifiques et les industries mondiales sont fixées sur l'utilisation de ces énergies propres. Le niveau d'avancement et de compétitivité des énergies renouvelables est très différencié selon la disponibilité des technologies, ainsi que leurs coûts, qui varient aussi beaucoup selon la ressource, le potentiel local et la géographie. Il y a des considérations à prendre en compte, techniques, financières, politiques, de stratégie énergétique et de lutte contre le changement climatique.

Souvent l'utilisation des énergies renouvelables est très locale et tiendra compte de la géographie. C'est le cas de l'énergie hydroélectrique dans les zones possédant un débit d'eau important et des hauteurs de chute. Énergie géothermique dans des zones quasi volcaniques ou disposant d'un sous-sol chaud, l'éolien dans les zones les plus ventées et le solaire dans les régions mieux ensoleillées. D'autre part la plupart des énergies renouvelables, en particulier le soleil et le vent ont un caractère d'intermittence, ce qui impose un stockage de l'énergie ou une hybridation. Donc chaque modèle de ces sources a des approches et des méthodes d'évaluation de son gisement, ainsi que des bases de données cumulées pour des années.

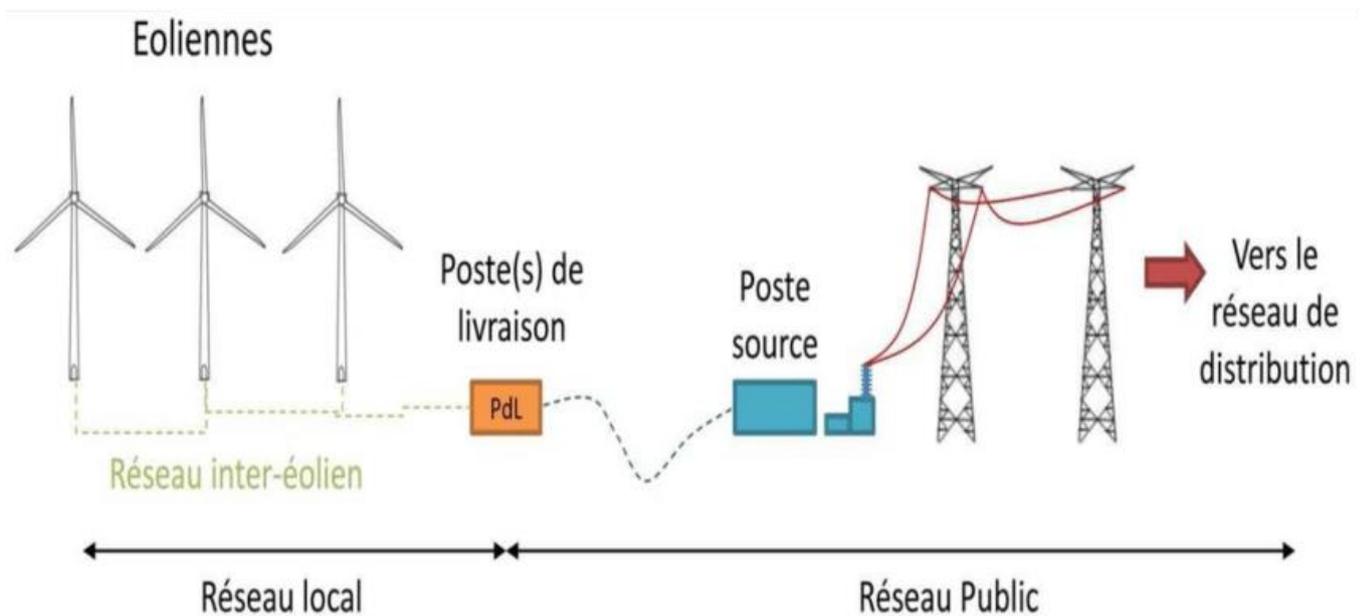
Cependant la bonne exploitation de ces bases de données exige des compétences et un savoir faire des techniques statistiques, de traitement des mises à jour et une maîtrise des logiciels numériques. Quoique les modèles mathématiques d'optimisation de toutes ces sources d'énergies renouvelables sont basés sur le rendement et la puissance électrique produite.

II.2 Estimation préliminaire d'un parc éolien [1]

L'évaluation préliminaire d'un parc éolien dépend de plusieurs critères. Étant donné que chaque site a ces propre conditions qui dépend de sa nature, sa position, son encombrement, influences externes, et de l'historique du comportement de son énergie primaire. Les différents critères préliminaires standards de choix d'un site appliqués dans plusieurs études de conception sont résumés comme suit :

- La vérification de l'historique du comportement des vents du site pendant au moins une décennie est très essentielle ;
- Pour une meilleure estimation, il est préférable d'avoir une position haute et éloignée des habitations pour installer une éolienne car sa puissance dépend fortement de sa position.
- Écartés les endroits où le vent est trop chaotique
- Assurer la présence de la plage de vitesse moyenne du vent parce que les éoliennes peuvent être utilisées lorsque la vitesse du vent est supérieure à 10 et moins de 20 km / h.
- Une analyse d'un an de la production éolienne est réalisée sur site par simulateur ;

- D'autres critères supplémentaires, mais aussi importants s'ils sont disponibles, comme des sites spécifiques qui sont très favorables et garantissent de bons rendements :
 - L'effet tunnel ou effet Venturi : le vent est toujours plus fort au niveau des cols entre montagnes et bâtiments. L'air est comprimé entre ces derniers, donc la vitesse augmente considérablement pour maintenir le flux d'air stable. De plus, le vent maintient également un cap régulier. Et ces zones sont très adaptées aux éoliennes. Le problème est qu'ils sont encore limités. Et mettre beaucoup d'éoliennes à l'intérieur est difficile.
 - Les surfaces d'eau sont des emplacements privilégiés : il n'y a pas d'obstacle au vent et donc, même à basse altitude, les vents sont à un rythme considérable. D'autre part, la



proximité d'une côte escarpée peut également créer des turbulences qui peuvent être évitées.

Figure II.1 : Configuration du système électrique éolien [33]

II.3 L'organigramme de la méthodologie conception [34]

Traditionnellement la méthodologie d'évaluation et de dimensionnement d'un parc éolien dépend d'un algorithme spécifique. Étant donné que chaque concepteur doit tracer un algorithme propre qui dépend des critères site et de son énergie primaire. L'organigramme appliqué dans plusieurs études de conception que nous avons adopté est illustré par la figure (II-2). Ce dernier contient plusieurs étapes, mais en réalité, selon les cas, ces étapes ne sont pas toujours effectuées dans le même ordre selon le logiciel utilisé, certaines peuvent être omises, et plusieurs sont souvent regroupées.

Le processus d'évaluation commence par :

Étape 01 : La mesure du vent sur le site considéré ;

La courbe de puissance donne la relation entre le vent au moyeu de l'éolienne et la puissance fournie par l'éolienne. Cependant, le problème est que les calculs ne sont pas

effectués précisément au niveau du moyeu des futures éoliennes, c'est pourquoi l'estimation du potentiel commence par plusieurs étapes d'extrapolation des calculs de vent initiaux ;

Étape 2 : L'extrapolation verticale tient compte du fait que le mât de mesure est généralement inférieur à celui du moyeu de l'éolienne ;

Étape 3 : L'extrapolation temporelle permet de prendre en compte le fait que les mesures effectuées sur une période d'environ un an ne sont pas intrinsèquement indicatives d'une année moyenne en raison de la variabilité interannuelle du vent. Pour cela, nous utilisons une autre base de données du vent, disponible pour une position proche du site sur un grand nombre d'années, appelée "référence long-terme";

Étape 4 : L'extrapolation horizontale permet de prendre en compte le fait que les éoliennes ne seraient pas montées au même point de mât, mais à quelques dizaines ou centaines de mètres. Pour ce faire, nous nous appuyons sur la topographie du site et les positions d'éoliennes dans le parc ;

Étape 5 : La courbe de puissance des éoliennes permet d'estimer la puissance brute de ce vent.

Les pertes doivent être déduites de cette production brute afin de réaliser un revenu net. Les premières pertes à éliminer sont les pertes dues aux effets de sillage dans un parc, c'est-à-dire la réduction du vent arrivant sur une éolienne en raison de la présence d'autres éoliennes en amont. Ces pertes sont corrélées avec la géométrie du parc, les statistiques de vent (de grande importance directionnelle) et la courbe de puissance des éoliennes. Les autres pertes sont liées au processus de fabrication et sont déterminées par des pourcentages d'erreur normaux donnés par les fabricants.

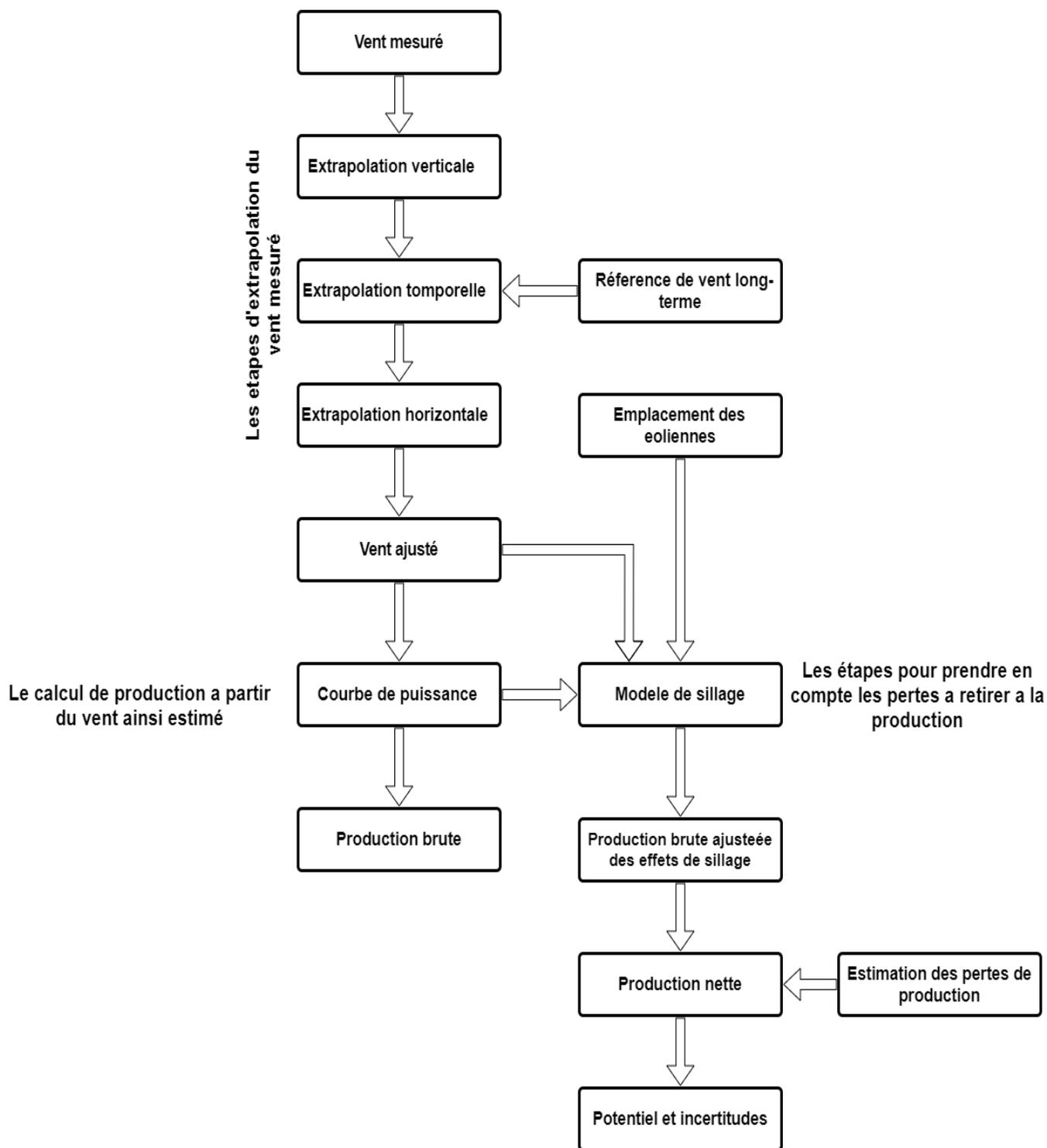


Figure II.2 : Organigramme de la chaîne méthodologique pour l'évaluation du potentiel éolien [34]

NB :

- Différents logiciels sont disponibles pour aider à cette éventuelle évaluation, dans leur ensemble ou uniquement pour certaines phases ;
- La distribution de Weibull est très fréquemment utilisée pendant ces phases d'extrapolation du vent pour modéliser l'état de vitesse du vent ;

II.4 Extrapolation du vent

II.4.1 Définition mathématique de l'extrapolation

En mathématiques, L'extrapolation est un calcul qui consiste également à estimer la valeur inconnue à partir d'autres variables étudiées. Dont on ne dispose pas d'équation, ce calcul est réalisé en dehors du domaine d'étude fourni par l'échantillon en utilisant le modèle mathématique obtenu. Il être constatable dans la mesure où le modèle calculé n'est réellement applicable que dans le domaine d'étude. En dehors de cet intervalle, rien ne prouve que le modèle mathématique retenu soit toujours valable.

En statistique, c'est un procédé qui consiste à prolonger une série statistique en introduisant à la suite des termes connus un terme nouveau qui obéit à la règle de la série.

Cette approche est utilisée dans la modélisation de la vitesse du vent à une hauteur équivalente à celle de la turbine éolienne. En effet, les données de vitesse du vent utilisées sont généralement celles des anémomètres placés sur le mât de mesure [35].

II.4.2 Extrapolation verticale du vent

L'extrapolation verticale du vent est une première étape de détermination de la vitesse du vent à hauteur de moyeu à partir des mesures de vent effectuées à plusieurs hauteurs le long du mât. La figure (II.3) explique ce principe où V_1 et V_2 représente les vitesses mesurés aux altitudes z_1 et z_2 par les anémomètres et le profil mesuré est modélisé par une loi puis extrapolé à la hauteur z_3 , hauteur du moyeu de l'éolienne pour avoir la valeur équivalente de la vitesse du vent V_3 [34].

Pour cela, nous utilisons une loi destinée à représenter le profil vertical du vent. Les deux lois largement utilisées sont la loi de la force, qui est empirique mais donne de bons résultats tout en étant très simple, et la loi du logarithme résultant de la théorie des couches limites. Les mesures permettent de calculer les paramètres qui ajustent le mieux le profil mesuré avec la loi utilisée pour une extrapolation ultérieure.

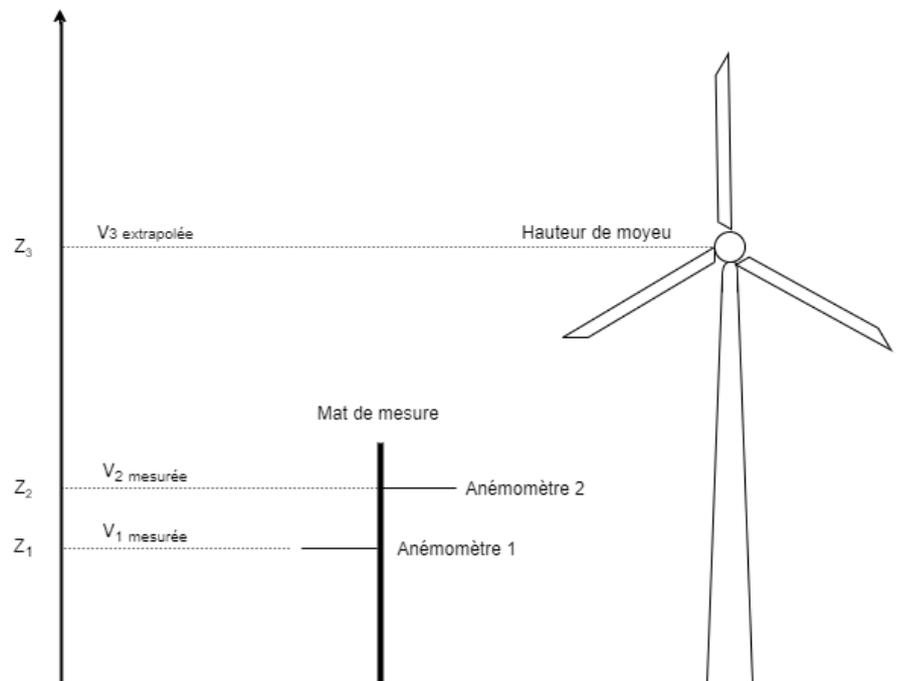


Figure II.3: Principe de l'extrapolation verticale

II.4.2.1 Loi de puissance [36]

a. Extrapolation verticale de la vitesse du vent

Cette fonction représente la variation de la vitesse de vent en fonction de la hauteur à la puissance coefficient α représente le facteur de frottement.

L'expression de la loi en puissance est donnée par :

$$V(z) = c z^\alpha \quad (\text{II.1})$$

Prendent le logarithme des côtés de l'équation (II.1) pour deux hauteurs z_1 et z_2 , dont on connaît le vent, respectivement V_1 et V_2 , on peut calculer l'exposant α avec :

$$\alpha = \frac{\ln(\bar{V}_2) - \ln(\bar{V}_1)}{\ln(z_2) - \ln(z_1)} \quad (\text{II.2})$$

Ces lois sont calibrées généralement sur le profil de vent moyen. C'est pourquoi l'équation (II.2) dépend de \bar{V}_1 et \bar{V}_2 , qui sont des moyennes de V_1 et V_2 . Donc avec la formule (II.3) on obtient ainsi le coefficient moyen α , qui permet d'extrapoler les mesures de la hauteur z_2 à la hauteur z_3 .

$$\hat{V}_3 = V_2 \left(\frac{z_3}{z_2} \right)^\alpha \quad (\text{II.3})$$

La valeur de α est toujours choisie comme 1/7 (ou 0,14) dans le cas des atlas éoliens à 10 m.
Cas approximatifs :

$$C = \left(\frac{z_1}{z_2}\right)^{0.2796 \ln z_1} \quad (\text{II.4})$$

$$\alpha = 0.90169 + 0.10528 \ln z_1 - 0.05502 \ln z_2 - 0.006424 \frac{\ln z_1}{\ln z_2}$$

Loi de puissance Justus C.G. et Mikhail 1976 [36]

La formule d'estimation du coefficient de friction α pour tracer le profil vertical permettant ainsi d'extrapoler instantanément les vitesses du vent s'écrit sous la forme suivante :

$$V(z_2) = V(z_1) \left(\frac{z_2}{z_1}\right)^\alpha \quad (\text{II.5})$$

$$\alpha = a + b \ln V_1$$

Où a et b sont des constantes dont les valeurs dépendent de la hauteur de l'anémomètre, donnés par :

$$a = \frac{0.37}{1 - 0.088 \ln\left(\frac{z_1}{10}\right)} \quad (\text{II.6})$$

$$b = \frac{-0.088}{1 - 0.088 \ln\left(\frac{z_1}{10}\right)} \quad (\text{II.7})$$

$$\alpha = \frac{0.37 - 0.088 \ln V_1}{1 - 0.088 \ln\left(\frac{z_1}{10}\right)} \quad (\text{II.8})$$

b. Extrapolation verticale des paramètres de Weibull

b.1 Modèle d'extrapolation de Justus et Mikhail

Les deux chercheurs ont proposé, aussi, pour une altitude initiale égale à 10m, les formules d'extrapolation suivantes :

$$\frac{k_2}{k_1} = \frac{1 - 0.0881 \ln\left(\frac{z_1}{10}\right)}{1 - 0.0881 \ln\left(\frac{z_2}{10}\right)} \quad (\text{II.9})$$

$$\frac{c_1}{c_2} = \left(\frac{z_2}{z_1}\right)^m \quad (\text{II.10})$$

$$m = \frac{0.37 - 0.0881 \ln(c_1)}{1 - 0.0881 \ln\left(\frac{z_2}{10}\right)} \quad (\text{II.11})$$

b.2 Modèle d'extrapolation de Justus modifié par Poje [37]

En introduisant la rugosité du sol Repris les expressions d'extrapolation des paramètres de Weibull, ont été modifiés comme suit :

$$\frac{k_2}{k_1} = \frac{1}{1 - 0.0881 \ln\left(\frac{z_2}{z_1}\right)} \quad (\text{II.12})$$

$$\frac{c_2}{c_1} = \left(\frac{z_2}{z_1}\right)^{m_1} \quad (\text{II.13})$$

$$m_1 = \frac{1}{\ln\left(\frac{z_g}{z_0}\right)} - 0.0881 \ln\left(\frac{c_1}{6}\right) \quad (\text{II.14})$$

Avec z_g : la moyenne géométrique de la hauteur, $z_g = (z_1 * z_2)^{1/2}$

b.3 Modèle d'extrapolation de Mikhail modifié [38]

Les expressions d'extrapolation des paramètres proposés pour une extrapolation à partir d'un niveau quelconque sont représentées par l'équation (II.5), en modifiant l'exposant.

$$m_1 = \frac{1}{\ln\left(\frac{z_g}{z_0}\right)} + \frac{0.0881 \ln(1 - c_1)}{1 - 0.0881 \ln\left(\frac{z_1}{10}\right)} \quad (\text{II.15})$$

b.4 Modèle d'extrapolation de Spéra et al

Suivant cette littérature l'introduction du paramètre de rugosité du sol Z_0 , on obtient une extrapolation du paramètre k qui donné par :

$$k_2 = k_1 \frac{1 - \alpha_0 \frac{\ln\left(\frac{z_1}{z_r}\right)}{\ln V_h}}{1 - \alpha_0 \frac{\ln\left(\frac{z_2}{z_r}\right)}{\ln V_h}} \quad (\text{II.16})$$

$$\alpha_0 = \left(\frac{z_0}{z_r}\right)^{0.2} \quad (\text{II.17})$$

Z_r : hauteur de référence égale à 10m

V_h : vitesse du vent homogène égal à V_1 .

L'exposant m_c de l'extrapolation du facteur (C) se présente sous la forme :

$$m_c = \alpha_0 \frac{1 - \frac{\ln c_1}{\ln V_h}}{1 - \frac{\alpha_0 \ln\left(\frac{z_1}{z_2}\right)}{\ln V_h}} \quad (\text{II.18})$$

b.5 Extrapolation verticale de la vitesse moyenne

En raison de l'étroite corrélation entre la vitesse moyenne du vent et le paramètre d'échelle de Weibull, les relations utilisées pour extrapoler la vitesse instantanée du vent peuvent être utilisées pour calculer la vitesse moyenne V_2 , à partir d'une vitesse moyenne V_1 définie en Z_1 [39].

$$\frac{\bar{V}_2}{V_1} = \left(\frac{z_2}{z_1}\right)^\alpha \quad (\text{II.19})$$

b.6 Estimation du coefficient de friction du vent par le modèle LES

La simulation des grandes structures de la turbulence (SGS ou en anglais LES pour Large Eddy Simulation) est une méthode utilisée en modélisation de la turbulence. Elle consiste à filtrer les petites échelles qui sont modélisées et en calculant directement les grandes échelles de la cascade turbulente.

Le coefficient de friction du vent (α) peut être calculé en utilisant la méthode LES, en calculant les données mesurées à plusieurs hauteurs simultanément.

Nous utilisons l'équation (II.19) dans le formulaire ci-dessous pour la mise en œuvre de la technique LES :

$$\ln\left(\frac{V_2}{V_1}\right) = \alpha \ln\left(\frac{z_2}{z_1}\right) \quad (\text{II.20})$$

Lorsque toutes les données de mesure ne sont disponibles que pour deux taux de mesure, la formule donnée dans l'équation (II.11) [40], [41] peut avoir calculé le coefficient. D'un autre côté, si les données de mesure de la vitesse du vent sont disponibles à plus de 2 hauteurs, le dispositif est inefficace et la mise en œuvre de l'approche LES sera beaucoup plus acceptable. En appliquant cette approche à l'équation (II.21), on peut se retrouver avec la formule suivante définissant une estimation optimale du coefficient α pour chaque intervalle i de mesure :

$$\alpha_i = \frac{M \sum_{i=1}^M \ln(V_i) \ln(z_i) - \sum_{i=1}^M \ln(z_i) \sum_{i=1}^M \ln(V_i)}{M \sum_{i=1}^M \ln(z_i)^2 - \sum_{i=1}^M \ln(z_i)} \quad (\text{II.21})$$

Où V_i est la vitesse du vent à le i -ème intervalle de mesure, ($i=1, 2, \dots, M$), M étant le nombre total des niveaux de mesure placés sur le pylône avec lequel les mesures ont été effectuées. M est le nombre total des intervalles de mesure observés.

II.4.2.2 Loi logarithmique

L'expression de la loi en logarithme est :

$$V(z) = \frac{V^*}{0.4} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \quad (\text{II.22})$$

Où les paramètres V^* et z_0 ne dépendent pas de l'altitude. En appliquant cette équation pour deux hauteurs z_1 et z_2 on peut calculer le paramètre z_0 :

$$V_2 = V_1 \frac{\ln\left(\frac{z_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_1}{z_0}\right)} \quad (\text{II.23})$$

$$\ln(V_2) = \frac{\overline{V_2} \ln(z_1) - \overline{V_1} \ln(z_2)}{\overline{V_2} - \overline{V_1}} \quad (\text{II.24})$$

Puis extrapoler le vent de la hauteur z_2 à la hauteur z_3 :

$$\hat{V}_3 = V_2 \frac{\ln(z_3) - \ln(z_0)}{\ln(z_2) - \ln(z_0)} \quad (\text{II.25})$$

Avec les mêmes notations que précédemment.

Avec :

- Z_1 : hauteur du mât de mesure
- Z_2 : hauteur de l'éolienne
- V_1 : vitesse mesurée au niveau du mât de mesure
- V_2 : vitesse qu'on veut déterminer

II.4.2.3 L'extrapolation verticale et le logiciel WASP.

Le logiciel WASP peut également être utilisé pour effectuer une extrapolation verticale. Dans ce cas, ce n'est pas une formule simple mais elle est également basée sur l'équation (II.22) qui représente le profil théorique du vent dans des conditions de stabilité neutre. WASP utilise des mesures à une seule hauteur et également une carte de rugosité locale, il connaît donc le paramètre Z_0 en amont du mât pour chaque direction de l'onde. Il en déduit V^* , la vitesse de frottement qui caractérise l'écoulement à une altitude plus élevée, sans être dérangé par l'air. Puis par le cycle inverse, à la hauteur et à la position désirée [42], il descend du vent d'altitude au vent près de la surface. Ce déplacement se fait en parallèle avec l'extrapolation horizontale. Dans ce contexte, nous avons utilisé le logiciel WASP, avec des données du vent à une hauteur de 10 m récoltées par la station de métrologie de la région d'Arzew. La vitesse du vent à une hauteur supérieure et égale à la hauteur du moyeu des éoliennes utilisées est évaluée par WASP en utilisant l'extrapolation verticale, et pour balayer tout le site en étude, l'extrapolation horizontale est utilisée.

II.4.3 Extrapolation temporelle où règlement à long terme

C'est un processus qui nous permet d'affiner les mesures de vent dans une base de données en tenant compte de la variabilité interannuelle. Sinon, le concepteur peut facilement se tromper dans son estimation du site. Donc soit la production moyenne est surestimée si cette dernière est basée dans ces calculs sur les valeurs d'une année très venteuse. Ou si l'année n'est pas très venteuse, il peut réduire la capacité du site.

II.4.3.1 Méthode de mesure, corrélation et prédiction (MCP)

a. Définition de la méthode

La méthode MCP est composée de trois étapes :

- Les mesures et la collecte des données ;
- La corrélation linéaire entre les données mesurées à court terme et simulées ou bien les octroyées d'une source de données de plusieurs années ;
- La prévision des vitesses de vent collectées non disponibles à partir de la corrélation linéaire déjà appliquée [35].

Ces (MCP) sont appliquées dans le processus de règlement à long terme. Leur principe consiste à relier les mesures sur le site (V_{site}) avec d'autres mesures de référence. La référence provient de mesures de vent sur un site à proximité, pas sur le site lui-même, et généralement accessibles sur 10 à 30 ans. La figure (II.4) résumé le principe de cette technique.

$$V_{site\ m} = g(V_{ref\ m}) \quad (II.26)$$

En fonction de la valeur mesurée sur site ($V_{site\ m}$) et des données de référence ($V_{ref\ m}$) limitées à la même période que la valeur mesurée, nous établissons une relation g telle que :

$$\hat{V}_{site} = g(V_{ref}) \quad (II.27)$$

Cette relation s'étend à toutes les données de référence à long terme pour obtenir le vent à long terme prévu sur le site. Cependant de nombreuses méthodes ont été utilisées, des plus simples au plus complexes.

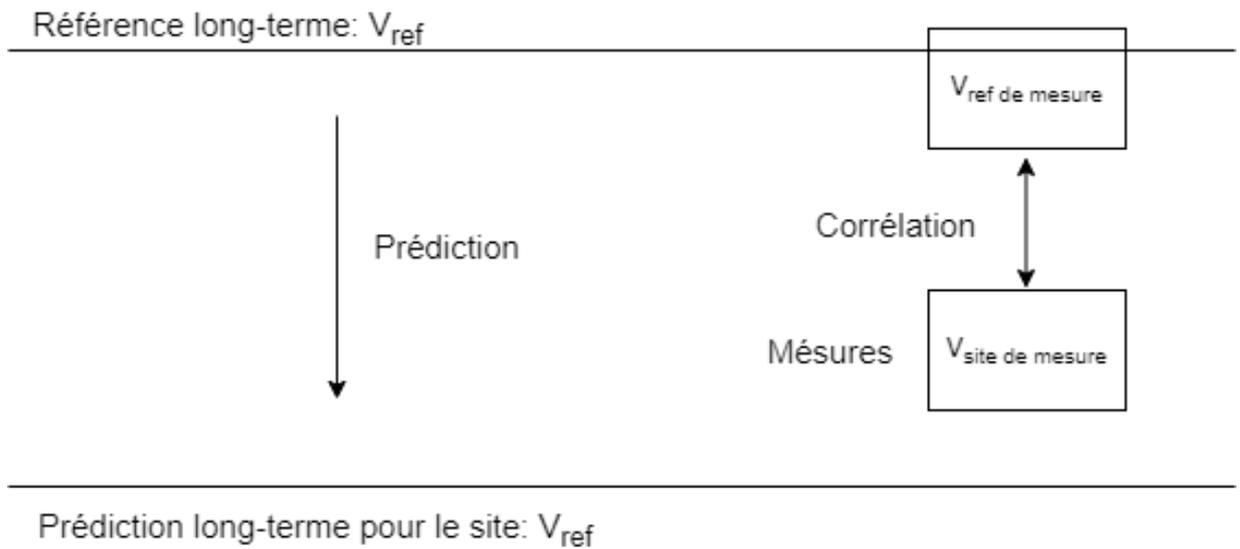


Figure II.4 : Principe de l'extrapolation temporelle par les MCP.

L'axe horizontal représente le temps.

b. Les techniques utilisées pour la MCP

b.1 Technique de la régression linéaire simple

Il s'agit d'une régression linéaire simple :

$$\hat{V}_{site} = \beta_0 + \beta_1 V_{ref} \quad (\text{II.28})$$

Les paramètres de régression, calculés par la méthode des moindres carrés pendant le temps commun, sont :

$$\beta_1 = \frac{\text{cov}(V_{sitem}, V_{refm})}{\sigma^2(V_{refm})} \text{ et } \beta_0 = \bar{V}_{sitem} - \beta_1 \bar{V}_{refm} \quad (\text{II.29})$$

cov : covariance

Les paramètres de régression prennent en compte la corrélation entre les deux séries via le terme de covariance. Pour obtenir de bons résultats, il est important d'avoir une bonne corrélation horaire. [43]

Cette approche donne de bons résultats pour le vent moyen mais déforme la distribution s'il n'y a pas de connexion parfaite entre les deux séries. Les propriétés de régression permettent de vérifier l'écart-type de la série extrapolée sur la période de mesure :

$$\sigma(\hat{V}_{sitem}) = \beta_1 \sigma(V_{refm}) = \rho_m \sigma V_{sitem} \quad (\text{II.30})$$

Où ρ_m est le coefficient de corrélation entre les séries $V_{ref\ m}$ et $V_{site\ m}$.

Comme $\rho_m < 1$, cette relation montre explicitement que cette approche réduit la variance série, ce qui déforme la distribution du vent en le resserrant par rapport à la réalité [44] [45]. En particulier, le paramètre de forme prend une valeur bien supérieure à sa valeur réelle lors de la modélisation par une distribution de Weibull. Ce qui entraîne de mauvais résultats énergétiques.

b.2 Technique du rapport de variance

Rogers et al [45] ont identifié une autre approche linéaire, appelée le rapport de variance, pour résoudre le problème de la réduction de la variance par régression linéaire.

Cette fois, les paramètres de relation linéaire sont estimés sur la base des caractéristiques statistiques de chaque série, la moyenne et l'écart-type σ , mesurées sur la période commune. La corrélation entre les deux séries n'interfère cependant pas.

$$\hat{V}_{site} = \bar{V}_{sitem} + \frac{\sigma(\bar{V}_{sitem})}{\sigma(\bar{V}_{refm})} (V_{ref} - \bar{V}_{refm}) \quad (\text{II.31})$$

Cette méthode peut produire des valeurs négatives, qui seront ensuite mises à zéro. Cette méthode, malgré sa simplicité, donne de bons résultats qui préservent la répartition du vent [44].

b.3 Technique de la régression linéaire améliorée [46]

Il s'agit d'une version améliorée de la méthode de régression linéaire simple

$$\hat{V}_{site} = \beta_0 + \beta_1 V_{ref} + \epsilon \quad (\text{II.32})$$

Où ϵ est un terme aléatoire suivant une loi normale, qui vient pallier le problème de diminution de la variance.

Par conséquent, cette méthode donne de meilleurs résultats que la méthode de la régression linéaire simple. De plus, dans windPRO, le modèle peut-être choisi linéaire comme dans l'équation ci-dessus, ou bien polynomial d'ordre 2 et avec ou sans constante β_0 (ordonnée à l'origine).

b.4 Weibull scale.

Cette méthode applique une transformation linéaire aux paramètres de distribution de Weibull C et k dans chaque secteur de vent (une bonne corrélation des directions est donc requise). La transformation est :

$$\hat{C}_{site} = \frac{C_{sitem}}{C_{refm}} C_{ref} \quad (\text{II.33})$$

De même pour le paramètre k .

b.5 La méthode matricielle

La méthode matricielle est une méthode courante dont il existe de nombreuses implémentations, pas seulement celle de windPRO. Son principe est d'utiliser une matrice indexée par les données de vitesse et de direction de la référence long terme, qui permette de passer de la référence au site. Pour chaque couple d'indices {vitesse, direction} sont calculés les **écarts** en vent et **direction** entre le site et la référence. Pour certains couples, il n'y a pas de données, les valeurs sont déterminées par des méthodes statistiques à partir du reste de la matrice.

II.4.3.2 Références long-terme

a. Données utilisées en référence

Traditionnellement, les données utilisées comme référence long-terme sont des mesures des stations Météo situées à proximité (en général tout de même à plusieurs dizaines, voire centaine de kilomètres). Cependant, les réanalyses sont de plus en plus utilisées par les industriels.

b. Périodes

Selon la disponibilité et l'homogénéité des données utilisées, la période peut être longue d'une dizaine à une trentaine d'années, elle peut inclure ou non les plus proches années.[47] [48]

Par contre, disposer de deux ans de mesures permet de mieux évaluer les méthodes MCP avant de les appliquer.

II.4.4 Extrapolation horizontale et sillage

Afin que l'éolienne ne soit pas installée à l'emplacement exact du mât de mesure, une extrapolation horizontale sera effectuée. Un logiciel prenant en compte la topographie du site sera utilisé pour modéliser localement les flux autour du point de mesure. Cette procédure est également utilisée pour tester différentes configurations du parc et ainsi positionner les éoliennes dans les endroits les plus venteux tout en minimisant le sillage des turbines les unes sur les autres.

De fait l'extrapolation horizontale n'est jamais réalisée seule ; elle est en général combinée aux étapes du calcul de la production brute et de la production ajustée des effets de sillage.

On prend en compte les caractéristiques techniques des éoliennes (leur courbe de production) et leurs emplacements respectifs, afin de calculer la production énergétique en tenant compte du sillage. On obtient ainsi le chiffre de la production brute ajustée des effets de sillage.

Un des logiciels les plus utilisés pour cette étape est WAsP. Il utilise les caractéristiques de rugosité du terrain et les équations théoriques du profil vertical du vent pour estimer le vent géostrophique, au-dessus de la couche limite, Basé sur le résultat de la mesure d'un emplacement et d'une hauteur spécifiques. Ensuite, le processus inverse permet de descendre du vent géostrophique au près du vent de surface à la position et à la hauteur souhaitées. Les limites de cette méthode sont le fait que le site de mesure et le site étudié doivent être soumis au même régime de vent. En plus de la rugosité, WAsP peut également simuler les

obstacles et le terrain, mais le terrain ne doit pas être trop compliqué car il ne tient pas compte des aspects non linéaires de la circulation du vent.

II.5 Détermination de la longueur de rugosité du sol

La longueur de rugosité est la hauteur au-dessus du sol Z_0 du plan où les conditions d'adhérence s'applique et où le vecteur vent moyen est égal au vecteur nul. Pour chaque direction, cela dépend de l'uniformité du terrain, du type d'obstacle et de la distance à laquelle ces deux conditions s'appliquent. Il peut y avoir des variations significatives de la longueur de rugosité selon les saisons, dues par exemple aux feuilles ou à une couverture neigeuse. Une des caractéristiques d'un site de mesure du vent est donc sa longueur de rugosité dans chaque direction. Le calcul exact de la longueur de rugosité est délicat [49]. Une forte rugosité ralentit considérablement la vitesse du vent, ainsi, la jungle ou le paysage urbain ralentiront le vent plus que les paysages de plaine. Par contre, La surface de la mer avec une rugosité plus faible a peu d'effet sur les courants d'air. Bien que l'herbe pousse, les arbustes et les buissons réduisent également considérablement la vitesse du vent. On se réfère en général à deux notions lorsque nous évaluons le potentiel éolien d'un endroit donné :

- Degré de rugosité
- Longueur de rugosité

Les paysages ayant une forte rugosité, qui comprennent de nombreux arbres ou bâtiments ont une rugosité de 3 ou 4. Le niveau de la mer est de 0. Le degré de rugosité de la piste en béton est de 0.5. Il est assez fréquent d'extraire les valeurs nominales de la rugosité des tableaux. Cependant, lorsque ces valeurs sont comparées à celles calculées, on peut conclure que les facteurs indiqués ne sont pas toujours atteints.

Deux études du même chercheur ont abordé la rugosité des terrains, où l'on distingue plusieurs tableaux qui classifient la longueur de rugosité en fonction de la nature du terrain. Le tableau (II.1) rapporte les zones les plus couramment utilisés, il est facile de constater la différence entre eux et le meilleur exemple lié à leur différence est présenté dans la valeur de la rugosité attribuée aux grandes villes et les zones fortement boisées. L'une des solutions pour permettre d'obtenir des valeurs de rugosité assez fiable est de procéder à des estimations en prélevant des mesures à au moins deux hauteurs différentes dans le même lieu. [50]

Tableau II.1: Classes et longueurs de rugosité [50]

Classe de rugosité	Description	Longueur de rugosité Z_0 (m)
0	Surface de l'eau	0.0002
1	Zone ouverte avec quelques obstacles	0.03
2	Terre Agricole avec quelques obstacles a plus de 1 km de distance	0.1
3	Zone urbaine et terre agricole avec beaucoup d'obstacles	0.4
4	Grande zone urbaine ou aire forestière	1.6

II.6 La courbe de puissance d'une éolienne

Une éolienne est caractérisée par une courbe de puissance illustrée dans La figure (II.5) représentant la relation entre la vitesse du vent et la quantité d'énergie électrique générée, en fonction de diverses limites. Lorsque la vitesse du vent est inférieure à la vitesse de coupe, il y a trop peu de puissance pour faire tourner les pales de l'éolienne, et il n'y a pas donc d'électricité générée. Dès que la vitesse du vent est suffisamment élevée, l'énergie électrique est générée, lors de quoi la quantité d'énergie dépend de la vitesse du vent au cube et linéairement de la surface des pales en rotation. Un petit changement de vitesse du vent aura donc un impact important sur la production d'énergie.

Afin d'éviter d'endommager le train d'entraînement de la turbine, chaque éolienne a une limite de vitesse du vent (vitesse de sortie nominale), résultant en une production d'énergie constante (puissance de sortie nominale). Si la vitesse du vent est supérieure et dépassera le seuil, le système qui provoquera l'arrêt immédiat de la turbine afin d'éviter tout dégât à l'éolienne.

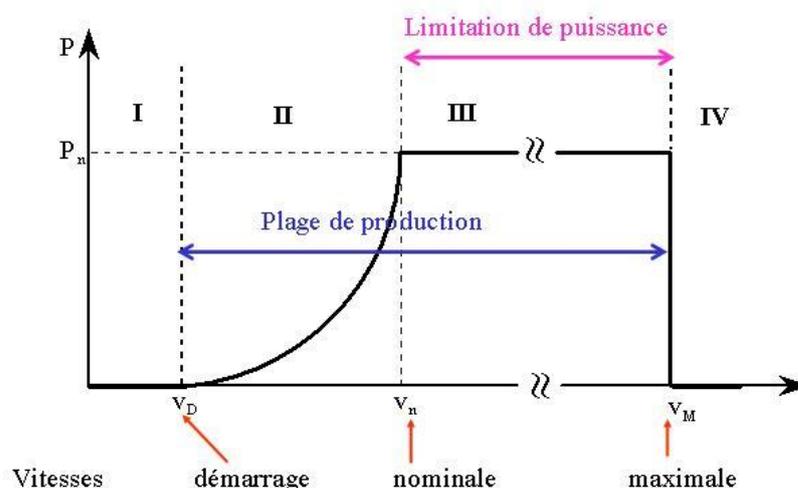


Figure II.5 : Courbe de puissance d'une éolienne

II.7 Conclusion

La revue de la méthodologie employée pour estimer le potentiel éolien montre que les méthodes sont très diverses selon les industriels et qu'elles comportent beaucoup d'étapes pour estimer le vent au niveau des éoliennes puis calculer la production et enfin les pertes. Chaque étape fait intervenir des modélisations ou des approximations et est donc susceptible d'introduire des erreurs dans le calcul.

Les points qui posent particulièrement problème sont les méthodes utilisées pour estimer le vent par des extrapolations verticales, horizontales et temporelles du vent mesuré sur le site. En effet tout le calcul de la production repose sur ce vent estimé à l'issue de ces étapes d'extrapolation, or de faibles erreurs sur le vent peuvent avoir un gros impact pour le calcul de la production. Comme l'énergie est liée au cube de la vitesse mais que la courbe de puissance n'est pas linéaire, les erreurs sur le vent sont multipliées par un facteur compris entre 1,5 (pour un site très venté) et 3 (pour un site peu venté) quand on passe en production.

Finalement à travers ce chapitre nous avons conclu que l'évaluation du potentiel éolien d'un site contient plusieurs étapes de calcul fondés sur des base de données de cinq ans minimum de travail sans interruption. Donc chaque étape a besoin d'une modélisation mathématique de la distribution des fréquences du vent se définit l'objectif de notre prochain chapitre.

Chapitre III : Modélisation du parc éolien

III.1 Introduction :

Un grand nombre de méthodes ont été discutées dans la littérature pour concevoir un modèle de distribution de la vitesse du vent. En fait, plus d'une loi de probabilité montre que cette distribution sera rapprochée de la fonction de densité générale. La loi la plus utilisée est la loi de Weibull.

Notre objective dans ce chapitre, consiste à tester les résultats d'application de cette dernière loi sur la distribution du vent, et les approche de calcul ces paramètres. Nous aborderons aussi les projections de la production annuelle d'énergie de Weibull.

Dans cette perspective, nous allons d'abord déterminer différents paramètres liés au vent, comme le modèle mathématique de la distribution de fréquence du vent, et l'analyse des méthodes de calcul des paramètres de Weibull, afin de déterminer la taille du parc éolien.

Par conséquent, pour réaliser un dimensionnement optimal, des informations sur l'influence de ces paramètres d'une part, sur la distribution statistique des vitesses du vent et d'autre part sur la qualité du potentiel éolien seront obligatoires. Une étude sera décrite pour évaluer l'intensité moyenne de l'énergie éolienne. Nous présenterons les différentes approches de modélisation des courbes de puissance et d'estimation des pertes et des incertitudes.

Enfin, une chronologique de réalisation d'un parc éolien sera établie.

III.2 Potentiel éolien

Le potentiel du vent se calculé en fonction de la distribution de vitesse moyenne dans une zone donnée. Si le vent peut être mesuré, les informations peuvent être exprimées sous la forme d'un histogramme et l'histogramme peut illustrer le changement de la vitesse du vent par rapport à la fréquence. La modélisation de la distribution de la vitesse du vent se fait à partir de plusieurs modèles [51], utilisés pour ajuster les distributions de la vitesse du vent sur une période de temps. Le modèle le plus utilisé pour caractériser la distribution des vitesses du vent est la distribution de probabilité de Weibull [52].

III.3 Modélisation mathématique de la distribution des fréquences du vent

Afin d'évaluer le potentiel d'énergie éolienne d'un site, il est important de déterminer la distribution de fréquence de vitesse du vent. Les études de modélisation de la distribution des vitesses du vent ont été orientées vers des modèles associant puissance et exponentielle.

Les modèles habituels sont :

- La distribution de Weibull.
- La distribution hybride de Weibull.
- La distribution de Rayleigh.

III.3.1 Distribution de Weibull

La loi de distribution de Weibull est un cas particulier de la distribution gamma généralisée. Elle a été utilisée pour la première fois en 1963 par le chercheur **Davenport** pour le calcul des contraintes exercées par le vent, qui a conclu, à l'époque, que cette méthode offre un bon ajustement aux données expérimentales [53]. C'est en 1974 que le scientifique **Justus** l'a utilisé pour l'énergie éolienne.

La fonction de Weibull peut être décrite par deux ou trois paramètres. Afin de se conformer aux standards de l'industrie éolienne, la majorité des pratiquants utilisent la fonction de Weibull à deux paramètres. La modélisation de la distribution de la fréquence des vents sur un site éolien est communément décrite par une distribution de Weibull. Elle a été utilisée pour l'analyse statistique des données mesurées sur le terrain. L'expression mathématique de cette distribution reliant la densité de puissance en fonction de la fréquence cumulée de cette distribution est donnée par :

[31]

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

- $f(V)$: la distribution en fréquences des vitesses mesurées.
- k : facteur de forme sans dimension ($k > 0$) qui caractérise la forme de la distribution de fréquence.
- C : facteur d'échelle (m/s) et $C > 0$.

La figure III.1 présente le graphe de la distribution de Weibull et la densité de puissance [54]

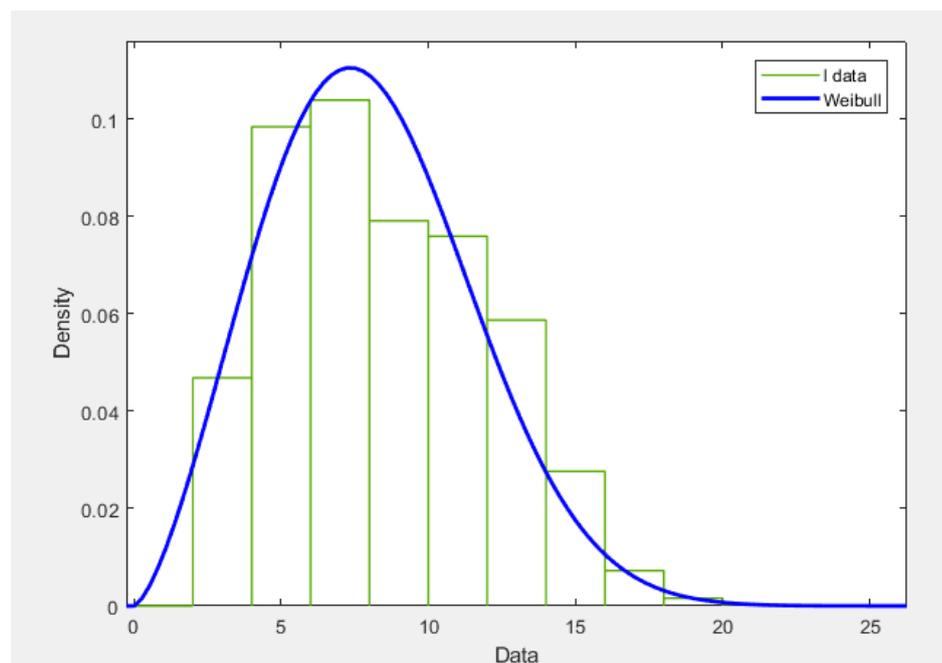


Figure III.1: Exemple de graphe de distribution de weibull

La fonction de répartition est donnée par [55] [31]

$$\begin{cases} F(V \leq V_x) = \int_{-\infty}^{V_x} f(V).dV = 1 - \exp \left[- \left(\frac{V_x}{C} \right)^k \right] \\ F(V \geq V_x) = \int_{V_x}^{+\infty} f(V).dV = \exp \left[- \left(\frac{V_x}{C} \right)^k \right] \end{cases} \quad (\text{III.2})$$

La vitesse moyenne du vent V_m calculée selon les paramètres de Weibull est exprimée en :

$$V_m = C. \Gamma \left[1 + \frac{1}{k} \right] \quad (\text{III.3})$$

Avec : $\Gamma_n = \int_0^{\infty} e^{-x} x^{n-1} dx$, avec : $n = 1 + \frac{1}{k}$

Bien que les vents modérés soient plus fréquents, la fonction de probabilité de Weibull révèle que des vitesses de vent moyennes élevées se produisent rarement. Dans le cas donné de la figure (III.1), la vitesse maximale du vent est très probablement d'environ 6 m / s tandis que la vitesse normale du vent est de 7.5 m / s. Ainsi, la distribution de Weibull peut faciliter de nombreux calculs requis par l'analyse des données de vent.

III.3.2 Distribution hybride de Weibull

La modélisation de Weibull est générale, elle englobe les distributions exponentielles ou de Rayleigh qui ne sont que des cas particuliers de cette fonction. Donc, La distribution hybride de Weibull est utilisée lorsque la fréquence des vents calmes est supérieure ou égale à 15% et que le facteur k se rapproche de la valeur 1 sur un site donné comme est montré sur la figure (III.2). Cette proportion ne peut en effet être ignorée et doit être prise en compte lors de la caractérisation d'un site du point de vue éolien.

Cette distribution est donnée par : [31]

$$\begin{cases} f(V) = (1 - ff_0) = \left(\frac{k}{C} \right) \left(\frac{V}{C} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{V}{C} \right)^k \right] \text{ pour } V > 0 \\ f(V) = (ff_0) \text{ pour } V = 0 \end{cases} \quad (\text{III.4})$$

ff_0 est la fréquence des vents calmes.

III.3.3 Distribution de Rayleigh

La distribution de Rayleigh représente le cas où le facteur de forme k est égal à 2, comme est indiqué sur la figure (III.2). Sa densité de probabilité est donnée par : [31]

$$F(V) = \int_{-\infty}^V f(V) \cdot dV = 2\left(\frac{V}{C^2}\right) \exp\left[-\left(\frac{V}{C}\right)^2\right] \quad (\text{III.5})$$

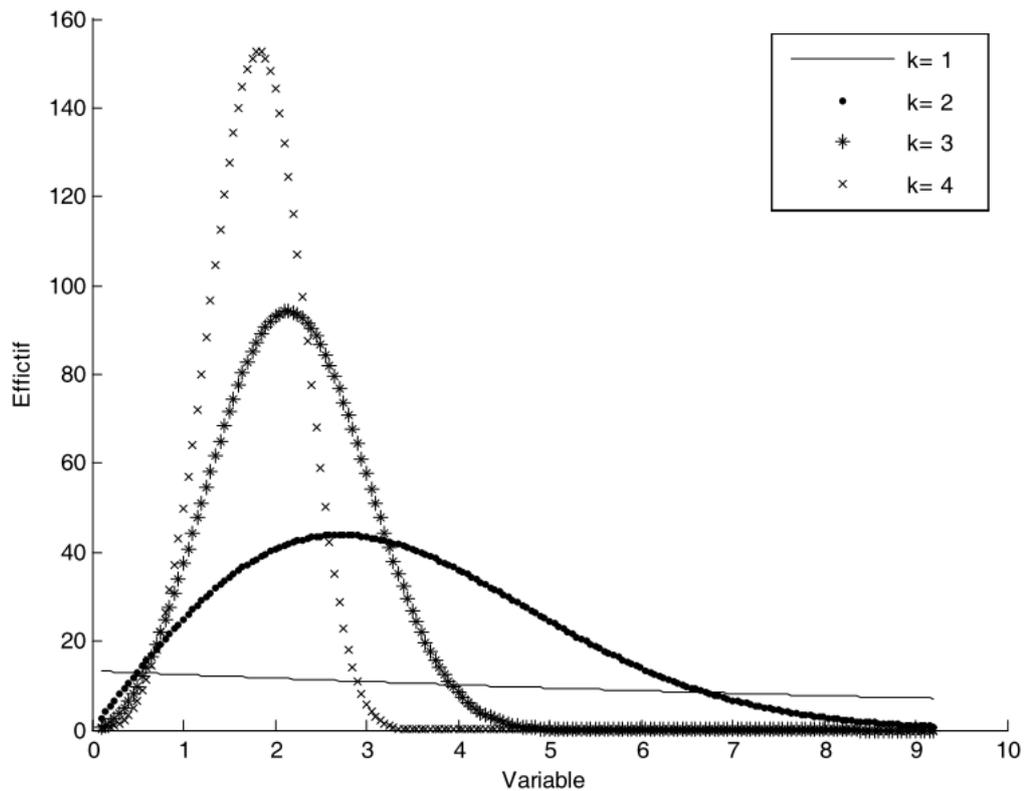


Figure III.2 : Influence des valeurs du paramètre k sur la forme des distributions [56]

III.4 Influence des paramètres Weibull sur la distribution statistique des vitesses de vent

Les facteurs de Weibull C et k ont des effets différents sur la distribution statistique des vitesses de vent. Le facteur d'échelle C est directement lié à la vitesse moyenne du vent par la relation (III.3). Pour la même valeur de k, l'augmentation de la valeur de C indique que la valeur moyenne a augmenté. Autrement dit, le nombre de vitesses de vent élevées augmente et le nombre de vitesses de vent faibles diminue. Ensuite, la courbe de distribution de la vitesse du vent est plus plate et la valeur maximale se décale vers la droite.

Par contre, si l'on augmente la valeur du paramètre k en fixant celle de C, la courbe de distribution de la vitesse du vent se rétrécit. Sa valeur maximale augmente et se déplace vers la gauche.

Nos nombres moyens de vitesse du vent sont plus élevés, tandis que les nombres de vitesses de vent faible et de vitesses de vent élevée ont diminué.

III.5 Influence des paramètres de Weibull sur la qualité du potentiel éolien

On sait que la puissance théorique moyenne produite par une éolienne est proportionnelle au cube de la vitesse moyenne. Les paramètres Weibull C et k permettent un accès direct aux

caractéristiques du potentiel éolien. La Figure (III.3) montre un exemple de calcul de puissance pour une paire de paramètres C et k. Afin de tirer le meilleur parti des éoliennes, la valeur de C doit être comprise entre 6 et 15 m / s [57]. Ceci est dérivé de la courbe de puissance optimale de l'éolienne.

Pour obtenir une puissance élevée, la valeur optimale de k est proche de 1.5 de sorte que la distribution de puissance a une plage d'extension suffisante [56]. Dans le cas où C : est constant et k est supérieur à 1.5, la distribution de diffusion fournira un meilleur potentiel que la distribution de pic.

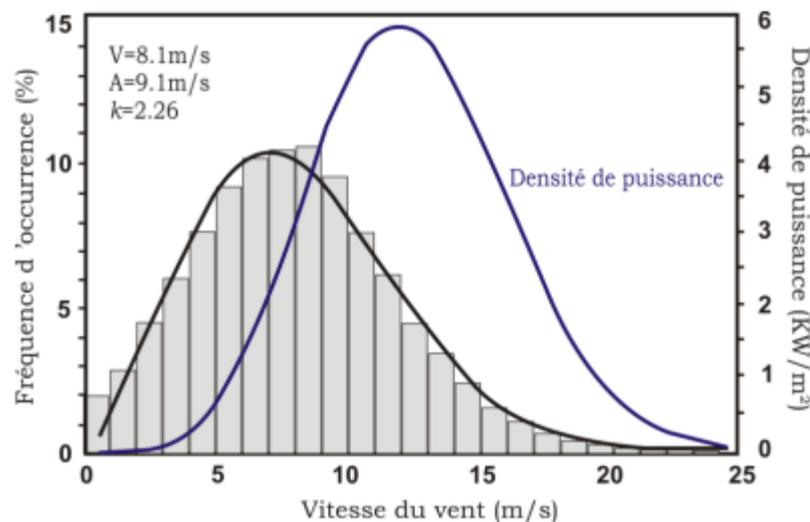


Fig.III.3 : Influence Potentiel éolien calculé à partir des paramètres C et k [56]

III.6 Méthodes de calcul des paramètres de Weibull

La mesure des données de vitesse du vent recueillies sur un site est souvent vague pour fournir une image simple de l'énergie éolienne potentielle disponible sur celui-ci. Par conséquent, il est important de calculer les principaux paramètres qui permettent une évaluation rapide des caractéristiques de puissance cachée des données de vitesse du vent mesurées [58]. Le vent étant une valeur d'événement stochastique, une fonction statistique serait préférable pour expliquer la variabilité des vitesses du vent. La fonction de distribution de probabilité (PDF) de la distribution à deux paramètres de Weibull (équation (III.1)) est couramment utilisée pour décrire la distribution des vitesses de vent régulièrement mesurées sur une période d'un mois, d'un an ou plus [59].

$$F(V) = \int_{-\infty}^V f(V).dV = 1 - \exp \left[- \left(\frac{V}{C} \right)^k \right] \quad (\text{III.6})$$

$$\bar{V} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i = C. \Gamma \left[1 + \frac{1}{k} \right] \quad (\text{III.7})$$

$$\delta = \left[\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (V_i - \bar{V}) \right]^{\frac{1}{2}} = C \cdot \left[\Gamma \left(1 + \frac{2}{k} \right) - \Gamma^2 \left[1 + \frac{1}{k} \right] \right]^{\frac{1}{2}} \quad (\text{III.8})$$

Où :

- \bar{V} : est la vitesse moyenne du vent ;
- δ : est l'écart type des données observées de la vitesse du vent
- Γ : est la fonction gamma définie par l'intégrale d'Euler du second type.

La densité de l'énergie éolienne est une mesure importante pour évaluer la capacité des ressources éoliennes et pour définir la quantité d'énergie éolienne à différents niveaux de vitesse du vent dans une zone spécifique. La connaissance de la densité de l'énergie éolienne est également utile pour évaluer l'efficacité des éoliennes et nommer les éoliennes optimales. La densité de l'énergie éolienne est la somme de l'énergie du site qui peut être convertie en électricité à l'aide des éoliennes. En effet, l'équation (III.9) [60] exprime l'énergie cinétique moyenne disponible sur un site par unité de temps et par unité de surface :

$$P = \frac{1}{2} \rho \int_0^{+\infty} V^3 f(V) \cdot dV = \frac{1}{2} \rho \bar{V}^3 = \frac{1}{2} \rho C^3 \Gamma \left[1 + \frac{3}{k} \right] \quad (\text{III.9})$$

Où :

- ρ : est la densité de l'air (kg.m^{-3}) ;
- V : est la vitesse du vent ;
- $f(V)$: est la fonction de distribution de probabilité de Weibull ;
- \bar{V}^3 : est la vitesse cubique moyenne du vent.

Dans la littérature, d'autres méthodes sont introduites pour mesurer les paramètres de la fonction de distribution de Weibull k et C . Dans cette analyse, huit approches sont choisies pour l'évaluation comparative, y compris la méthode graphique (GPM), la méthode empirique Justus (EMJ), la méthode empirique Lysen (EML), la méthode du facteur de modèle énergétique (EPFM), la méthode du maximum de vraisemblance (MLM), la présente (MOM), la méthode hybride (HM) et la méthode de WAsP. Des descriptions de ces huit méthodes sont brièvement données dans les paragraphes suivants.

III.6.1 Méthode des moindres carrés dite graphique (GPM)

Les graphiques sont obtenus par la fonction de distribution cumulative. Dans ce type de distribution, les données de vitesse du vent sont interpolées en ligne droite, en utilisant le principe des moindres carrés. L'équation de cette approche peut être interprétée avec une double transformation logarithmique comme suit [61] :

$$\ln\{-\ln[1 - f(V)]\} = k \cdot \ln(V) - k \cdot \ln(C) \quad (\text{III.10})$$

Cette méthode est souvent utilisée pour déterminer les paramètres de Weibull C et k en discrétisant la fonction $f(V)$ en fréquences f_1, f_2, \dots, f_n et en fréquences cumulées $p_1=f_1, p_2=p_1+f_2, \dots, p_n=p_{n-1}+f_n$. En prenant les logarithmes, à savoir $x_i=\ln(V_i)$ et $y_i=\ln[-\ln(1-p_i)]$, on obtient une droite $y=ax+b$ dont on ajuste les coefficients par régression linéaire. On accède ainsi aux paramètres C et k [62] :

$$k = a \quad (\text{III.11})$$

$$C = \exp\left(-\frac{b}{a}\right) \quad (\text{III.12})$$

III.6.2 Méthode empirique de Justus (EMJ)

Sur la base de la méthode empirique introduite par Justus [63], les paramètres k et C sont calculés, respectivement par les équations suivantes :

$$k = \left(\frac{\sigma}{V}\right)^{-1.086} \quad (\text{III.13})$$

$$C = \left(\frac{V}{\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right)}\right) \quad (\text{III.14})$$

III.6.3 Méthode empirique de Lysen (EML)

Dans la méthode empirique suggérée par Lysen, le paramètre k est déterminé par l'équation (III.13) comme c'est le cas avec le système Justus. La seule différence, vraiment, est l'équation du paramètre C . Ce dernier est obtenu par équation dans le processus empirique de Lysen (III.15) :

$$C = \bar{V} \cdot \left(0.568 + \frac{0.433}{k}\right)^{\frac{1}{k}} \quad (\text{III.15})$$

III.6.4 Méthode du facteur de modèle énergétique (EPFM)

Cette méthode est liée à la vitesse moyenne du vent et est définie par les équations suivantes [64] :

$$E_{pf} = \left(\frac{\bar{V}^3}{V^3}\right) \quad (\text{III.16})$$

$$k = \left(1 + \frac{3.96}{E_{pf}^2}\right) \quad (\text{III.17})$$

De plus, le paramètre C est déterminé par une équation proche de la méthode empirique Justus (III.14).

III.6.5 Méthode du maximum de vraisemblance (MLM)

Cette estimation est difficile à résoudre, car des itérations numériques sont nécessaires pour déterminer les paramètres de la distribution de Weibull [65],[66]. Dans cette méthode, les paramètres k et C sont déterminés selon les équations suivantes [61] :

$$k = \left[\left[\frac{\sum_{i=1}^n V_i^k \ln(V_i)}{\sum_{i=1}^n V_i^k} \right] - \left[\frac{\sum_{i=1}^n \ln(V_i)}{n} \right] \right]^{-1} \quad (\text{III.18})$$

$$C = \left[\frac{\sum_{i=1}^n V_i^k}{n} \right]^{\frac{1}{k}} \quad (\text{III.19})$$

n : nombre des données des vitesses non nulles

V_i : vitesse du vent non nulle observée

La valeur initiale de $k=2$

III.6.6 Méthode du moment (MOM)

La méthode des moments peut être utilisée comme alternative à la méthode du maximum de vraisemblance [106], dans ce cas, les paramètres k et C sont déterminés par les équations suivantes :

$$\bar{V} = C \cdot \Gamma \left[1 + \frac{1}{k} \right] \quad (\text{III.20})$$

$$\delta = C \cdot \left[\Gamma \left(1 + \frac{2}{k} \right) - \Gamma^2 \left[1 + \frac{1}{k} \right] \right]^{\frac{1}{2}} \quad (\text{III.21})$$

$$C = \left[\frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i^3}{\Gamma \left[1 + \frac{3}{k} \right]} \right]^{\frac{1}{3}} \quad (\text{III.22})$$

III.6.7 Méthode proposée (EPFM-EMJ hybride)

Une méthode hybride (HM) dérivée de l'EPFM et de l'EMJ permet de trouver la formulation suivante pour déterminer le paramètre de forme :

$$k = \frac{1}{2} \left[1 + \frac{3.96}{E_{pf}^2} + \left(\frac{\sigma}{\bar{V}} \right)^{-1.086} \right] \quad (\text{III.23})$$

Le paramètre C est calculé par l'équation (III.14) de la même manière de la méthode empirique de Justus.

III.6.8 La méthode de WAsP

Cette technique est introduite de la méthode des moments : elle fait intervenir toujours \bar{V}^3 et non pas la moyenne mais la probabilité des vents supérieurs à la moyenne, notée

$$\hat{p} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n 1\{V_i > \bar{V}\} \quad [68]. \text{ Il en résulte l'équation suivante :}$$

$$\ln(-\ln(\hat{p})) - k \left[\ln\left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i\right) - \frac{1}{3} \ln\left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i^3\right) + \frac{1}{3} \Gamma\left[1 + \frac{3}{k}\right] \right] = 0 \quad (\text{III.24})$$

Cette équation (III.24) est résolue de façon itérative pour déterminer k puis, de même qu'avec la méthode des moments, C : est calculé avec l'équation (III.22).

Les études qui comparent différentes méthodes d'ajustement de la distribution de Weibull montrent que les résultats, notamment l'énergie finale, peuvent change significativement selon la méthode employée [69], [70].

III.6.9 Comparaison entre les différentes méthodes

D'après notre consultation de la littérature on a constaté que les méthodes les plus utilisés sont la méthode des moindres carrés, dite méthode graphique et la méthode du maximum de vraisemblance.

Dans le but de comparer entre elles afin de déterminer les paramètres de Weibull, nous avons trouvé plusieurs chercheurs qui recommandent la méthode du maximum de vraisemblance pour estimer les paramètres de Weibull. Démontrant que cette dernière est la plus appropriée en terme de simulation sur ordinateur et fournit une estimation bien plus précise des deux paramètres de Weibull, comparativement aux autres méthodes.

Ils ont donné aussi que la méthode graphique parmi les moins efficaces dans l'ajustement des courbes de la distribution de Weibull. Tout en mettant en avant les méthodes numériques qui utilisent les itérations mathématiques dans la détermination des paramètres de Weibull étant celles qui présentent les plus petites erreurs dans le réglage des courbes de distribution. Par conséquent, ces méthodes itératives bien qu'elles soient chargées en calculs, sont recommandées pour une utilisation qui nécessite une grande précision.

III.7 Indicateurs de performance

L'erreur quadratique moyenne (RMSE), le coefficient de corrélation R^2 , l'erreur relative (RPE) et l'erreur quadratique moyenne relative (RRMSE) sont généralement utilisés pour évaluer les performances de chaque méthode.

Le paramètre RMSE, dont la valeur idéale est zéro (0), fait la différence entre la valeur prédite ou attendue x_i et la valeur observée y_i pour les échantillons de données [70]. Elle est donnée par l'équation (III.25)

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - x_i)^2} \quad (\text{III.25})$$

Le coefficient de corrélation avec une valeur idéale d'un (1) donne l'association entre les valeurs prévues ou attendues et celles observées [71], [72]. Il est donné par la relation (III.26).

$$R^2 = \frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x}_i) \cdot (y_i - \bar{y}_i)}{\sqrt{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x}_i)^2 \cdot (y_i - \bar{y}_i)^2}} \quad (\text{III.26})$$

L'erreur relative en pourcentage (RPE) entre la valeur prédite et la valeur observée est donnée par l'équation (III.27), est jugée appropriée si sa valeur absolue est inférieure ou égale à 10% [65].

$$RPE(\%) = 100 \left(\frac{y_i - x_i}{y_i} \right) \quad (\text{III.27})$$

Le RRMSE est obtenu en divisant le RMSE des caractéristiques de vitesse du vent (moyennes, écarts-types et densités de puissance de la vitesse du vent) obtenues par les valeurs moyennes mesurées comme suit :

$$RPMSE(\%) = 100 \frac{\sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^N (y_i - x_i)^2}}{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^N y_i} \quad (\text{III.29})$$

Différentes plages de RRMSE sont définies pour représenter la précision des modèles [73] :

- Excellent pour RRMSE <10%;
- Bon pour 10% <RRMSE <20%;
- Juste pour 20% <RRMSE <30%;
- Mauvais pour RRMSE > 30%.

III.8 Évaluation de la densité moyenne de l'énergie éolienne

La caractéristique la plus importante du vent est la densité de puissance de l'énergie éolienne. Elle représente la quantité d'énergie générée par le vent. Par exemple, supposons une coupe transversale à travers laquelle le vent souffle perpendiculairement [74], l'énergie éolienne est donnée par l'équation suivante : [31]

$$P = \frac{1}{2} \rho S V^3 \quad (\text{III.30})$$

Où, ρ est la densité de l'air en fonction de la pression (altitude), de la température et de l'humidité. On pense qu'elle est constante, car sa variabilité n'affecte pas significativement l'estimation des ressources éoliennes.

La densité moyenne de l'air utilisée pour chaque site dépend de son altitude. La densité de distribution de l'énergie éolienne donne la distribution de l'énergie éolienne à différentes vitesses de vent. Ceci est obtenu en multipliant la densité d'énergie éolienne par la probabilité de chaque vitesse du vent comme suit : [31]

$$\frac{P(V)}{s} f(V, k, C) = \frac{1}{2} \rho V^3 f(V, k, C) \quad W/m^3 \cdot s \quad (\text{III.31})$$

En utilisant l'équation (III.31) pendant une période d'étude, les paramètres C et k peuvent être utilisés par cette expression pour estimer mensuellement ou annuellement la quantité d'énergie éolienne par unité de surface [75] :

$$P(V) = \frac{1}{2} \rho C^3 \Gamma \left(1 + \frac{3}{k} \right) \quad (\text{III.32})$$

De plus, l'extrapolation de la puissance moyenne à une hauteur inférieure à 100 m, la densité de l'énergie éolienne au-dessus du niveau du sol est donnée comme suit :

$$P_Z = P_{10} = \left(\frac{Z}{10} \right)^{3\alpha}, \quad \alpha = \frac{1}{\ln\left(\frac{Z_g}{r_0}\right)}, \quad \text{pour } Z_0=10\text{m} \quad (\text{III.33})$$

III.9 Estimation de l'énergie éolienne

L'énergie éolienne générée à un endroit donné peut être estimée à partir des mesures du vent. En fait, l'énergie éolienne annuelle exprimée en kWh / m² est calculée comme suit, en utilisant la limite Betz : [31]

$$E_B \left(\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{an}} \right) = 3.56 \sum f_i V_i^3 \quad (\text{III.34})$$

Où, f est la fréquence correspondant à la vitesse du vent V, centre de classe i.

Ce calcul peut être effectué en utilisant la distribution de Weibull, en obtenant l'équation suivante [76] :

$$\frac{E}{s} = \frac{1}{2} \rho C^3 \Gamma \left(1 + \frac{3}{k} \right) \cdot T \quad (\text{III.35})$$

III.10 Facteur de capacité

La relation du facteur de capacité est donnée par : [77]

$$C(\%) = \frac{100 \times P_{moy}}{P_{max}} \quad (III.36)$$

III.11 Nombre total des éoliennes à placer dans le site

Conditions à respecter : [77]

$$(N1 + 1) \times 10 H < I$$

$$(N2 + 1) \times 3 D < L$$

$$N = N1 \times N2$$

- ♦ I = Taille du terrain perpendiculaire à la direction du vent
- ♦ L = Taille du terrain parallèle à la direction principale du vent
- ♦ D = Diamètre du rotor de la machine
- ♦ H = Hauteur de la tour
- ♦ N1 = Nombre d'éoliennes par ligne
- ♦ N2 = Nombre de rangées d'éoliennes
- ♦ N = Nombre total d'éoliennes à installer sur le site.

III.12 Le générateur éolien et la courbe de puissance

Nous utilisons la courbe de puissance pour estimer la quantité puissance générée par une éolienne.

Ceci indique l'énergie cinétique générée par le vent et n'est pas spécifique à toutes les éoliennes. Pour les modèles d'éoliennes, il existe deux méthodes différentes, à savoir l'utilisation du modèle de courbe de puissance disponible dans la littérature ou l'utilisation de courbes réelles pour lesquelles la méthode d'interpolation est appliquée. Nous présentons plusieurs modèles de la courbe de puissance, dans ce qui suit. Chaque courbe à ses propres paramètres [78] :

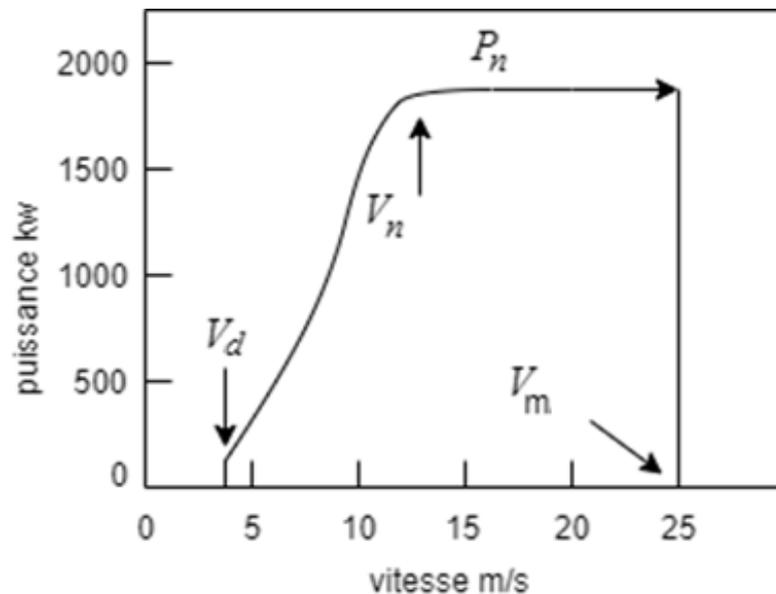


Figure III.4 : Courbe de puissance

- V_d – vitesse d'enclenchement ;
- V_n – vitesse pour laquelle la puissance nominale est obtenue ;
- V_m – vitesse de déclenchement ;
- P_n – puissance nominale.

III.12.1 Courbes de puissance théorique [35]

Une courbe de puissance d'éolienne est l'équation qui donne puissance électrique du générateur en fonction de la vitesse du vent V :

$$P(V) = \frac{1}{2} \rho S C_p(V) V^3 \quad (\text{III.37})$$

Où P est la puissance délivrée en W,

ρ est la densité de l'air en $\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$,

S est l'aire balayée par le rotor (πR^2 pour une éolienne de rayon R) en m^2 ,

C_p est le facteur de puissance (*power coefficient*), caractéristique de l'éolienne.

Le facteur de puissance fait référence à la proportion d'énergie que l'éolienne est capable de produire à partir du vent incident. Sa valeur théorique moyenne est de $16/27$ ou environ 0.59 . C'est ce qu'on appelle la limite Betz, qui se réfère au fait que l'éolienne ne peut pas "arrêter" le vent complètement. En réalité, cette valeur n'est jamais atteinte, d'une part parce que le calcul de la limite de Betz est simplifié et ne tient pas compte de toutes les contraintes, et d'autre part parce que les éoliennes ne sont pas efficaces à 100%. Le facteur de puissance varie avec la vitesse et atteint environ 0.45 à son maximum [79]. La figure (III.5) présente un exemple de courbe de puissance théorique des modèles éoliennes Vestas).

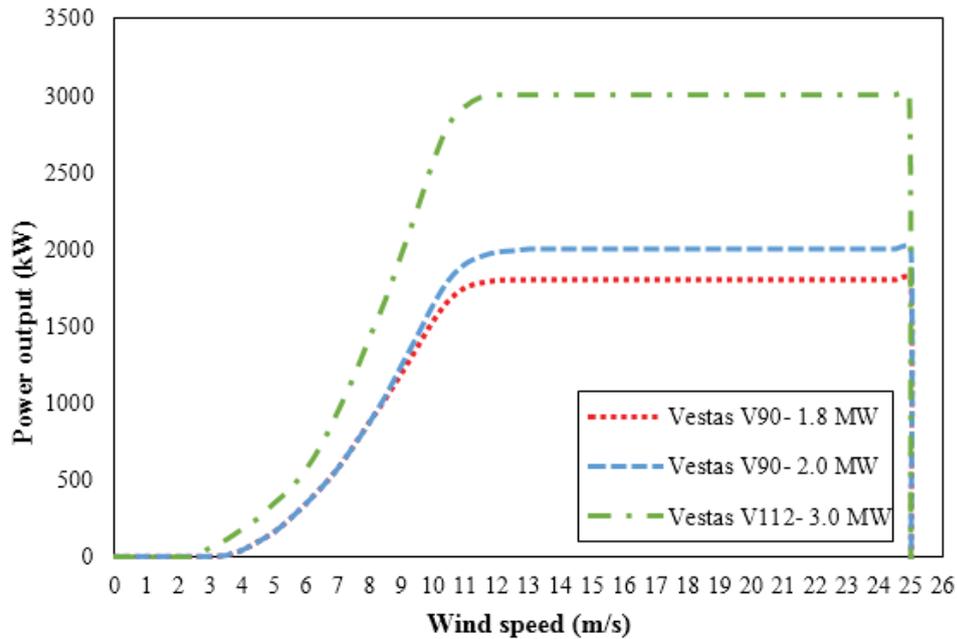


Figure III.5 : Exemple des différentes éolienne Vestas.

L'expression mathématique d'une courbe de puissance peut être bornée comme suite :

$$P(V) \begin{cases} 0 & \text{si } V < V_d \\ a(V) & \text{si } V_d \leq V < V_n \\ P_n & \text{si } V_n \leq V \leq V_m \\ 0 & \text{si } V > V_m \end{cases} \quad (\text{III.38})$$

Où, dans le cas de la courbe de la figure (III.4) :

$P_n = 2$ MW est la puissance nominale (la puissance installée de l'éolienne).

$a(V)$ est un polynôme de degré 6 interpolé à partir des valeurs de puissance données par pas de $1 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$ par le constructeur :

$$a(V) = a_0 + a_1V + a_2V^2 + a_3V^3 + a_4V^4 + a_5V^5 + a_6V^6 \quad (\text{III.39})$$

Et dont les paramètres sont :

$a_0=45.49$, $a_1=-2.188 \cdot 10^3$, $a_2=4.181 \cdot 10^4$, $a_3=-4.0894 \cdot 10^5$, $a_4=2.2000 \cdot 10^6$, $a_5=-6.1086 \cdot 10^6$ et $a_6=6.8576 \cdot 10^6$

L'éolienne ne produit rien, la courbe de puissance est nulle :

- Quand le vent est trop faible, c'est-à-dire en dessous de V_d , la vitesse de démarrage, qui est typiquement de $4 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$;
- Quand le vent est trop fort, au-dessus de V_m la vitesse de coupure, qui est typiquement de $25 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$, en arrêter l'éolienne ou en limiter la puissance afin de la protéger des vents violents en plaçant les pales en drapeau et réduisant ainsi la prise au vent

Entre V_d et V_m , la courbe de puissance est :

- Une rampe jusqu'à la vitesse nominale V_n (typiquement $12 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$)
- Constante à partir de la vitesse nominale et jusqu'à la vitesse de coupure. L'éolienne produit alors sa puissance nominale P_n , typiquement 2 MW.

III.12.2 Courbes de puissance réelles [35]

Les courbes de puissance données par les constructeurs d'éoliennes sont conformes à des conditions standards rarement rencontrés en pratique. C'est pourquoi toute une littérature a basée sur la modélisation des courbes de puissance observées, avec de nombreuses approches différentes, du simple polynôme ajusté à la courbe moyenne observée, aux approches non paramétriques comme les réseaux de neurones [80].

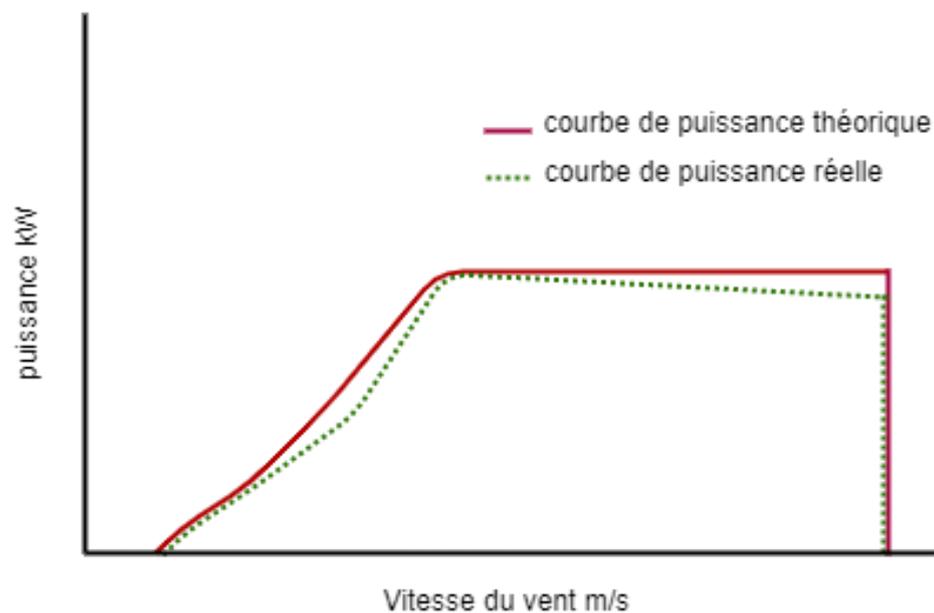


Figure III.6: Courbes de puissance réelle et théorique

III.13 La modélisation de la courbe de puissance

Nous présentons dans cette partie, les différentes techniques de modélisation de la courbe de puissance. Quoique pour ces différents modèles, la puissance utilisée a été réduite, c'est-à-dire divisés par la puissance nominale pour généraliser cette étude puisqu'elle est indépendante de la puissance de la machine. [78]

III.13.1 Modèle linéaire

Dans ce modèle que la courbe de puissance est morcelé en trois tronçons linéaire. Ainsi la courbe de la puissance réduite est exprimée par trois fonctions comme il est illustré par équations (III.37), le premier montre le fonctionnement de l'éolienne avec une vitesse faible où l'éolienne ne produise aucune puissance, la deuxième partie de la courbe est simulée à une fonction linéaire et le dernier tronçon représente une fonction constante indépendante de la variation de la vitesse [78].

$$\begin{cases} P = 0 & V \leq V_d \\ P = a + bV & V_d < V \leq V_n \\ P = 1 & V_n < V < V_m \end{cases} \quad (\text{III.40})$$

Où les coefficients a et b s'obtiennent par :

$$\begin{cases} a = \frac{V_d}{V_n V_d} \\ b = \frac{1}{V_n V_d} \end{cases} \quad (\text{III.41})$$

Quoique dans notre recherche, nous avons remarqué qu'il y a des études scientifiques qui ont montrés que ce modèle donne une surestimation de l'efficacité des éoliennes [81], mais, néanmoins il est toujours utilisé dans les études de systèmes hybrides [82]. Donc, la solution médiane que nous proposons dépasser ce dilemme est de divisé la courbe en plusieurs intervalle linéaires et d'augmenter le nombre des tronçons avec l'utilisation des méthodes itératives pour déterminer la pente de chaque tronçon la figure (III.7) explique notre proposition.

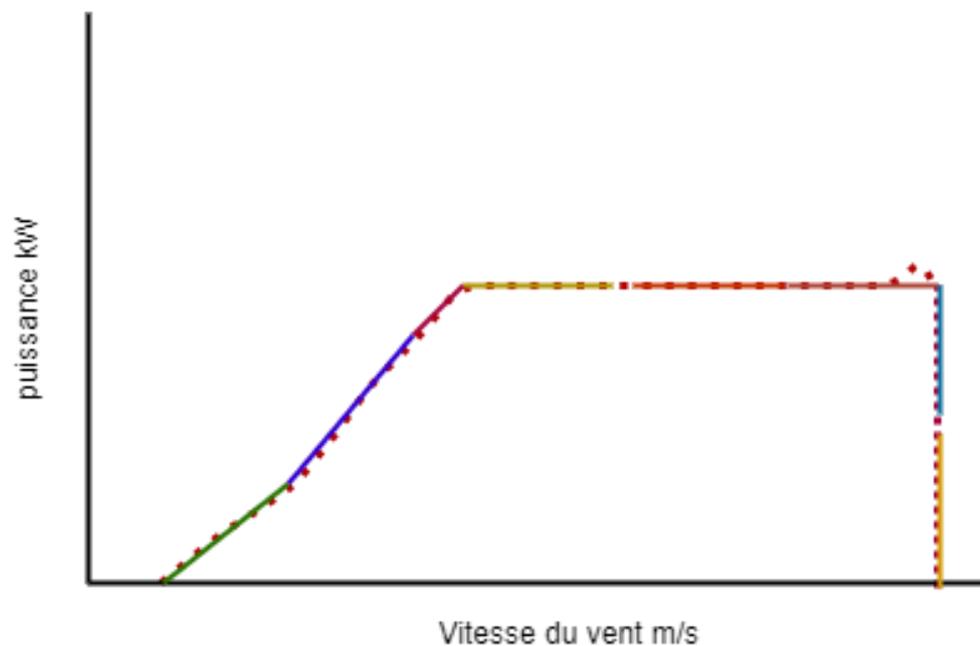


Figure III.7 : La linéarisation de la courbe de puissance

III.13.2 Modèle basé sur la loi cubique

Dans ce modèle ont montré que la densité de puissance de sortie (en W/m^2) d'une éolienne peut être calculé comme ci-dessous.

$$\begin{cases} P=0 & \text{pour } V < V_d \\ P=aV^3-b P_n & \text{pour } V_d < V < V_n \\ P=P_n & \text{pour } V_n < V < V_m \\ P=0 & \text{pour } V > V_m \end{cases} \quad (\text{III.42})$$

Où

$$a = \frac{P_n}{V_n^3 - V_d^3} \text{ et } b = \frac{V_d^3}{V_n^3 - V_d^3} \quad (\text{III.43})$$

L'interpolation linéaire est bien sûr la méthode la plus simple, mais l'interpolation par spline cubique est généralement la méthode préférée d'interpolation polynomiale car elle permet l'utilisation de polynômes d'ordre inférieur pour obtenir des résultats similaires.

III.13.3 Modèle basé sur les paramètres de Weibull

En utilisant le modèle proposé par Powell et Borowy et al [83] la puissance électrique moyenne à la sortie de l'éolienne peut être calculée à partir des équations suivantes:

$$\begin{cases} P=0 & \text{pour } V < V_d \\ P=a-bV^k & \text{pour } V_d < V < V_n \\ P=P_n & \text{pour } V_n < V < V_m \\ P=0 & \text{pour } V > V_m \end{cases} \quad (\text{III.44})$$

Où

$$a = \frac{P_n V_d^k}{V_d^k - V_n^k} \text{ et } b = \frac{P_n}{V_n^k - V_d^k} \quad (\text{III.45})$$

Comme les autres modèles, ce modèle souffre aussi de précision du fait que, plusieurs éoliennes ont des formes différentes de courbes de puissance, en fonction de leur conception et de puissance nominale. Ainsi, aucun ensemble d'équations caractéristiques généralisées ne peut exactement reproduire la performance de toutes les éoliennes.

III.13.4 Les modèles fournis par le fabricant

Pour réaliser ce modèle, les chercheurs ont développé les équations caractéristiques en ajustant la courbe de puissance réelle de l'éolienne en utilisant la méthode des moindres carrés. Pour assurer une meilleure précision de l'ajustement, au moins trois équations quadratiques sont utilisées dans l'intervalle de production de l'éolienne. Ce modèle simule le tronçon de fonctionnement de l'éolienne par trois polynômes de seconds degrés où la variation de la puissance en fonction de la vitesse est basée sur la détermination des constantes de chaque polynôme. Comme est montré par l'équation (III.46) [84],[85].

$$\begin{cases} P = 0 & \text{pour } V < V_d \\ P = a_1 V^2 + b_1 V + c_1 & \text{pour } V_d \leq V < V_1 \\ P = a_2 V^2 + b_2 V + c_2 & \text{pour } V_1 \leq V < V_2 \\ P = a_3 V^2 + b_3 V + c_3 & \text{pour } V_2 \leq V \leq V_m \\ P = 0 & \text{pour } V > V_m \end{cases} \quad (\text{III.46})$$

Où a_1, b_1 et c_1 , etc. sont les coefficients des équations quadratiques.

La puissance de sortie de l'éolienne est calculé par interpolation des valeurs de données fournies par le fabricant, en utilisant l'interpolation cubique (spline).

$$\begin{cases} P = 0 & \text{pour } V < V_d \text{ ou } V \geq V_m \\ P = a_1V^3 + b_1V^2 + c_1V + d_1 & \text{pour } V_d < V < V_1 \\ P = a_2V^3 + b_2V^2 + c_2V + d_2 & \text{pour } V_1 < V < V_2 \\ P = a_iV^3 + b_iV^2 + c_iV + d_i & \text{pour } V_{i-1} \leq V \leq V_n \\ P = P_n & \text{pour } V_n \leq V < V_m \end{cases} \quad (\text{III.47})$$

Où i est le nombre de fonctions d'interpolation cubique correspondant au $i+1$ valeurs de la vitesse du vent et la puissance correspondante. a_1 , b_1 , c_1 et d_1 sont les coefficients polynômiales des fonctions d'interpolation cubique, lesquels dépendent de la courbe de puissance de l'éolienne choisie.

Il a été constaté que ce modèle offre plus de précision, pour les éoliennes ayant une courbe de puissance assez lisse ; tandis que, pour les turbines ayant des courbes de puissance pas trop lisse, le modèle basé sur la méthode des moindres carrés est le mieux adapté.

III.13.5 Modèle de Pallabazzer 1995 [86].

Il diffère du modèle linéaire par la forme de courbe non linéaire entre la vitesse d'enclenchement et celle pour laquelle la puissance nominale est obtenue. La puissance réduite est exprimée dans cette partie avec l'équation (III.48) :

$$P = \left(\frac{V^2 - V_d^2}{V_n^2 - V_d^2} \right) \quad (\text{III.48})$$

III.13.6 Modèle de Chang

Certains auteurs [87] simulent la variation $P=f(V)$ dans la partie centrale de la courbe de puissance par une fonction polynomiale de troisième degré :

$$P = a_1V^3 + a_2V^2 + a_3V + a_4 \quad (\text{III.49})$$

Où les paramètres a_1 , a_2 , a_3 et a_4 ont été calculés sur la base de la courbe de puissance du générateur éolien VESTAS V-47 660kW. Leurs valeurs sont respectivement 0.00169, 0.0446, -0.24764 et 0.39209. Dans la figure (III.8) présente les courbes de puissance correspondantes à l'application des trois modèles.

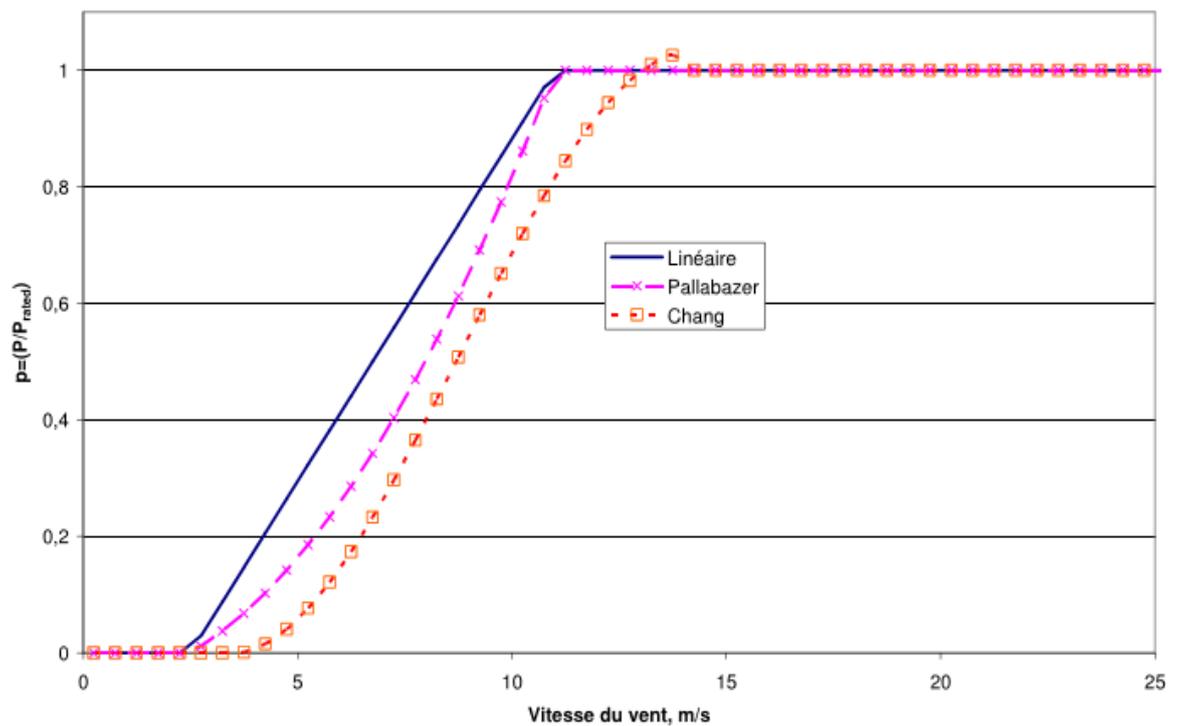


Figure III.8 : Courbes de puissance selon les trois modèles [78].

III.14 Estimation des pertes et des incertitudes

III.14.1 Pertes de production [35]

Ils sont notamment imputables à :

- ✓ L'indisponibilité de la production :
 - Arrêts programmés pour la réparation d'éoliennes,
 - Arrêts de pannes sur une éolienne.
- ✓ Pertes électriques (transformateur, câbles etc.).
- ✓ Mauvaises performances de l'éolienne.
- ✓ Pertes environnementales telles que :
 - Arrêts ou mauvaises performances imputables du gel,
 - Limiter la vitesse des pales et donc la puissance à certaines heures pour répondre aux exigences relatives notamment au bruit des éoliennes, à l'impact des ombres portées ou à la sécurité des chauves-souris.

Toutes ces pertes sont déterminées par des pourcentages standards basés sur la production brute et éliminées afin d'atteindre la production nette, c'est-à-dire la capacité éolienne du site.

III.14.2 Incertitudes et risque [35]

La production nette obtenue grâce aux calculs est considérée comme la moyenne des résultats possibles et est appelée P50. Au sens économique, le risque est évalué par les incertitudes concernant cette valeur potentielle.

Les incertitudes concernent :

- La distribution du vent (sur le calcul lui-même et sur chacune des étapes d'extrapolation),
- L'estimation des pertes de rendement.

Elles sont estimées par des pourcentages (généralement standard), globalement ou pour chaque étape. L'incertitude complète est notée comme une fraction de l'entrée, et on suppose que la distribution des sorties est Gaussienne avec un écart-type égal à celui de σ . Ainsi, le terme de P_{90} , production qu'on est sûr à 90 % de dépasser, est donnée par :

$$P_{90} = P_{50}(1 - 1.28 \sigma) \quad (\text{III.50})$$

III.15 Chronologique de réalisation d'un parc éolien

Les projets éoliens sont des opérations à long terme car cela prend généralement environ 10 ans à partir du début de la prospection sur un site et de l'achèvement du parc, avec la durée des procédures administratives, et qui à ce moment génère des éoliennes pour plus de 20 ans. Ils sont également des opérations financières massives avec un investissement initial très élevé, pour une flotte de cinq éoliennes de 2 MW, généralement environ 12 millions d'euros [35].

L'arrangement financier est basé sur le potentiel calculé à partir des mesures de vent effectuées sur le site avant l'installation des éoliennes. La capacité correspond à la production électrique moyenne projetée pour les années de service du parc, pour mesurer les revenus futurs générés par les ventes d'électricité, et donc la rentabilité finale du projet.

En résumé un projet contient cinq phases de réalisation :

La première étape concerne la prospection du site et les mesures sur site pendant une année au minimum pour couvrir les variations saisonnières ;

La seconde phase est réservée aux démarches administratives et aux signatures des contrats avec les différents participants ;

La troisième phase est une phase cruciale elle concerne la construction du parc. Cette étape contient plusieurs opérations successives tel que le piquetage par les topographes, le transport matériel, la pose des turbines et l'installation électrique ;

La quatrième phase est la gestion de la production de la puissance électrique et la maintenance du parc ;

La dernière démarche concerne le démantèlement et le renouvellement des turbines après 25 ans.

III.16 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les méthodes d'analyse statistique de la distribution de la fréquence du vent. De plus, la distribution globale de la vitesse du vent (celle de toutes les vitesses disponibles mesurées sur un site).

Nous avons également discuté des différentes méthodes de détermination des paramètres de Weibull.

À propos du calcul de la production d'énergie annuelle de Weibull en kW / an ou des fréquences de vitesse du vent estimées.

La méthodologie utilisée pour estimer le potentiel éolien indique que les procédés sont très variés selon les constructeurs et qu'elles comportent plusieurs étapes pour estimer le vent au niveau du moyeu de l'éolienne, puis mesurer le rendement et éventuellement les pertes. Chaque étape nécessite une modélisation ou des approximations et ainsi, des erreurs sont susceptibles d'être introduites dans le calcul.

Cependant les points les plus apprêtés sont les méthodes utilisées pour estimer le vent par extrapolations verticales, horizontales et temporelles du vent mesuré au sol.

En fait, tout le calcul des performances est basé sur ce vent projeté à la fin de ces mesures d'extrapolation, mais de petites erreurs sur le vent peuvent avoir un effet majeur sur le calcul de la production.

Puisque l'énergie est connectée au cube de vitesse mais que la courbe de puissance n'est pas linéaire, les erreurs de vent sont multipliées par un facteur compris entre 1.5 (pour un site très venteux) et 3 (pour un site peu venteux) lorsque nous entrons en production.

Chapitre IV : Simulation et interprétation des résultats

IV.1 Introduction

Dans ce chapitre on présente une évaluation du potentiel éolien et une méthodologie de conception d'une ferme éolienne d'une puissance de 10 MW et son intégration au réseau électrique dans la région industrielle d'Arzew, située au nord-ouest Algérien, pour améliorer la qualité de service du réseau électrique et augmenter la participation de l'Algérie dans l'utilisation des énergies renouvelables. Les données du vent horaires, de 10 ans (2005-2015) correspondant au potentiel éolien du site ont été analysés, tel que : les directions dominantes du vent, la distribution de probabilité, les paramètres de Weibull, la vitesse moyenne et le potentiel de puissance.

Le site a une vitesse annuelle moyenne de vent de 4.46 m/s à 10m hauteur, et assez d'espace pour implanter les turbines. Dans le but d'améliorer l'efficacité du site et choisir la technologie idoine, une étude comparative a été faite entre quatre technologies d'éolienne. Power Wind 56/900 kW, Nordex N50/800 kW, Vestas V50/850 kW, NEG-Micon 44/750 kW.

L'estimation de l'énergie produite avec l'utilisation de logiciel WAsP et le choix de la configuration architecturales optimale de pose des turbines a été confirmée. Une étude technico-économique et environnementale a été effectuée par le logiciel HOMER, pour choisir le model qui produit le maximum d'énergie annuelle avec un coût concurrentiel dans le marché mondial d'énergie éolienne, et qui fournit une énergie propre avec une émission réduite de gaz polluant.

L'estimation de la capacité de production et sa relation avec l'équipement installé est une étape cruciale dans le processus de conception d'une centrale éolienne. Une mauvaise estimation de la production peut engendrer des pertes économiques importantes.

Pour mener à bien cette analyse, nous avons mis au point un algorithme comprenant les étapes suivantes :

- Détermination du potentiel du site par le logiciel WasP ;
Établir la cartographie du site.
- Le choix de la technologie et la configuration optimale :
La Recherche d'une technologie adaptée et rentable pour le site ;
La comparaison entre deux configurations différentes de plantations des turbines.
- Étude économique et environnementale des différentes fermes en utilisant le logiciel Homer.
- L'intégration de la ferme éolienne au réseau électrique en utilisant le logiciel Matlab.

IV.2 Installation d'un parc éolien

La région d'ARZEW est balayée durant toute l'année par des vents forts, elle se trouve sur la côte Ouest de l'Algérie à 42 kilomètres à l'est d'Oran, elle s'étend sur une superficie de 72 km², elle comporte un port de pêche. La profondeur de la mer à environ 17 mètres à 100 mètres de la plage, une zone industrielle, un littoral touristique.

IV.2.1 Le gisement éolien du site

La région d'ARZEW présente un couloir constamment balayé par les vents. Les directions des vents mesurées soufflent en grande partie du Nord.

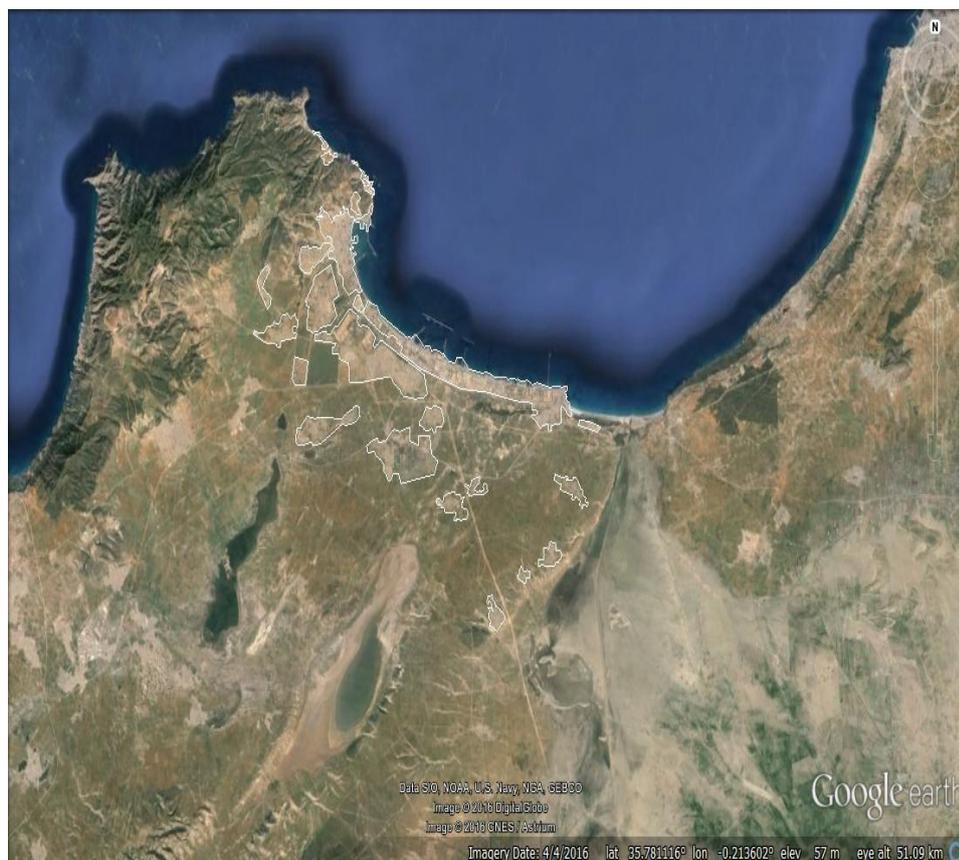


Figure IV.1 : La région d'arzew, Oran, Algeria

IV.2.2 Les données

Les données sur trois heures de la vitesse et de la direction du vent collectées à 10 m du sol à la station météorologique d'Arzew, située à l'est sur la côte d'Oran, les coordonnées de la station météorologique d'Arzew et les années de mesures sont présentées dans le tableau (IV.1)

Tableau IV.1 : Coordonnées géographiques du site

Station	Arzew- Oran
Longitude	-0.26°W
Latitude	35.81°N
Période de mesure	01/01/2005-31/12/2015

Les données ont été utilisées pour évaluer les variations mensuelles et saisonnières de la vitesse moyenne du vent et du profil vertical de la vitesse du vent, ainsi que pour évaluer l'énergie éolienne et le potentiel énergétique [88].

IV.3 Détermination du potentiel de site par le logiciel WAsP ;

IV.3.1 Méthodologie de calcul

Pour mener à bien cette étude et faciliter la simulation des paramètres du site, nous avons utilisé le logiciel WAsP[70], avec une base de données des paramètres de vent récoltées pendant dix ans par la station de métrologie de la région d'Arzew . La vitesse et la direction du vent à une hauteur de 10 m du sol ont été recueillies entre le 01/01/2005 et le 31/12/2015 pour trois heures par jour. Ces données ont été utilisées pour évaluer la puissance du vent et le potentiel énergétique, en évaluant les variations mensuelles et saisonnières de la vitesse moyenne du vent et de son profil vertical.

IV.3.2 Aperçu sur le logiciel WAsP[70]

WAsP est un logiciel de prédiction des conditions de vent, de la ressource éolienne et de production d'énergie éolienne.

Ce logiciel permet l'analyse de toutes les séries de mesures de la vitesse et de la direction du vent. Une fonction de distribution de Weibull lisse aux fréquences estimées pour fournir des paramètres d'échelle et de forme pour chaque secteur. Le programme prend en considération l'effet de différentes conditions de surface, les effets de sillage dus aux constructions et aux autres obstacles, et la modification du vent imposée par des variations spécifiques de la hauteur de la surface autour du mât de mesure de vent en question. Au fil des années, WAsP est devenu l'un des normes de l'industrie pour l'extrapolation de la ressource éolienne. Ce modèle est maintenant utilisé dans plus de 110 pays à travers le monde.

IV.4 Résultats d'évaluation du potentiel du site et discussions :

Pour identifier et évaluer le potentiel du site d'Arzew, nous avons :

Déterminé les directions dominantes du vent.

Déterminé les fréquences de la vitesse du vent.

Étudie l'amplitude et la stabilité de la vitesse moyenne du vent.

IV.4.1 Détermination des directions dominantes du vent

Toutes les études du vent sont basées sur deux facteurs principaux, la rose du vent et l'histogramme de fréquence, d'après ces deux derniers on peut déterminer la nature et l'efficacité du vent dans le site étudié, et à la fin de cette analyse on peut juger si ces résultats sont prometteurs pour une installation éolienne.

Les roses du vent sont les courbes de base pour déterminer les directions dominantes du vent, et les histogrammes qui montrent la fréquence de chaque vitesse enregistrée durant la période d'étude de janvier 2005 à décembre 2015. Pour déterminer les directions dominantes du vent, nous avons fait une étude saisonnière et une autre annuelle de toutes les directions du vent en utilisant le logiciel WAsP durant cette période.

Nous avons choisi une étude saisonnière pour identifier les changements entre les saisons et définir la meilleure en termes de champ de vent pour ce site côtier. La simulation par WAsP nous a permis de représenter la rose des vents pour chaque saison comme est montré sur la figure (IV.2)

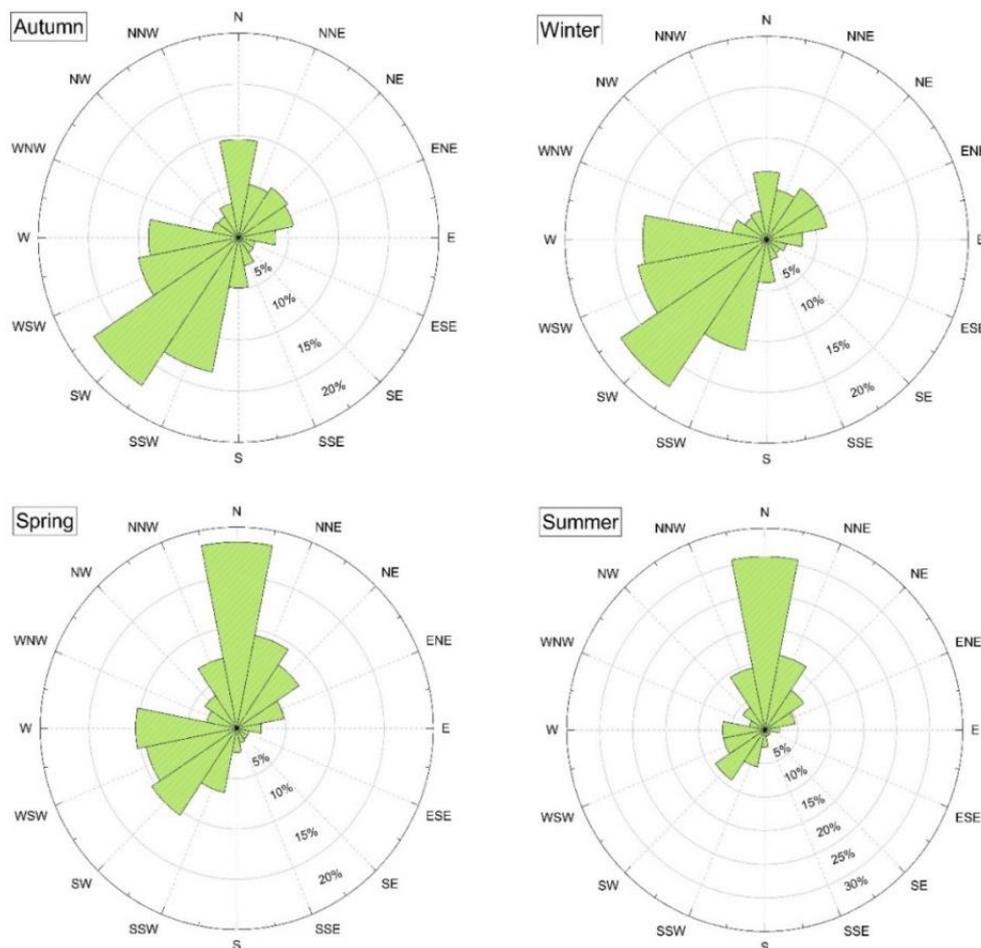


Figure IV.2: Analyse des ressources saisonnières à une hauteur de 10m
(rose des vents)

Selon l'analyse des roses des vents pour chaque saison en fonction des vents dominants, nous avons observé que les vents dominants du sud-ouest (S-O) en hiver et en automne pouvaient atteindre 17%. Alors que le printemps et l'été ont des hautes fréquences du côté nord, ce qui peut être interprété par les courants marins, aux taux respectifs de 18% et 25%.

D'après cette analyse saisonnière on peut conclure que nous avons deux directions dominantes du vent, le sud-ouest (S-O) et le Nord (N) pour le site d'Arzew.

Alors, à partir de l'analyse annuelle, nous avons enregistré deux directions dominantes, 15%, du vent du nord et 13% du sud-ouest (S-O) comme est illustré sur la figure (IV.3).

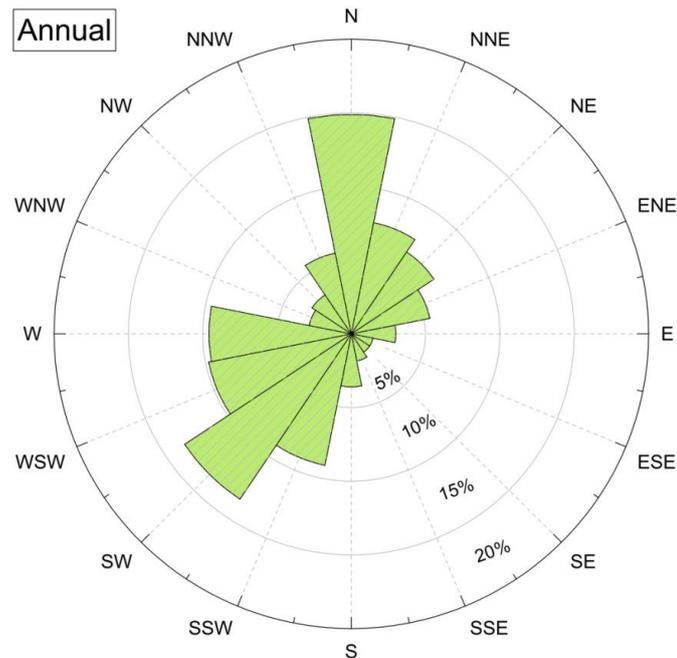


Figure IV.3: Analyse annuelle des ressources à une hauteur de 10 m (rose des vents)

L'analyse annuelle a confirmé ce qu'on a déjà conclu dans l'analyse saisonnière, ces résultats sont la base qui détermine le choix de la direction d'implantation des éoliennes dans notre site pour extraire la puissance la plus élevée.

IV.4.2 Détermination des fréquences de la vitesse du vent.

Après la détermination des directions dominantes du vent, nous avons étudié à l'aide des histogrammes de Weibull la variation de la vitesse du vent.

Les figures (IV.4) et (IV.5) présentent les graphes de la distribution de Weibull et les histogrammes de fréquence de la vitesse du vent saisonnière et annuelle.

Alors, l'examen de la figure (IV.4), montre que l'automne a des fréquences maximales qui dépassent 15% pour une vitesse de 4 m / s à 6 m / s avec une plage de variation de vitesse du vent qui peut atteindre 15 m / s. Tandis que, la saison d'hiver a un large intervalle de fréquences maximale avec une stabilité pour les valeurs de vitesse comprises entre 3 m / s et 6 m / s, et la variation de la vitesse du vent peut atteindre 18 m / s. Le printemps présente presque les mêmes caractéristiques de la saison d'automne. Généralement, l'été est la période la moins venteuse, mais en ce qui concerne l'emplacement d'Arzew, la région étudiée est caractérisée par le phénomène des courants marins, qui offre des vents stables de 15% dans une large plage de 3 m / s à 6 m / s, avec un maximum de vitesse saisonnière de 14 m / s.

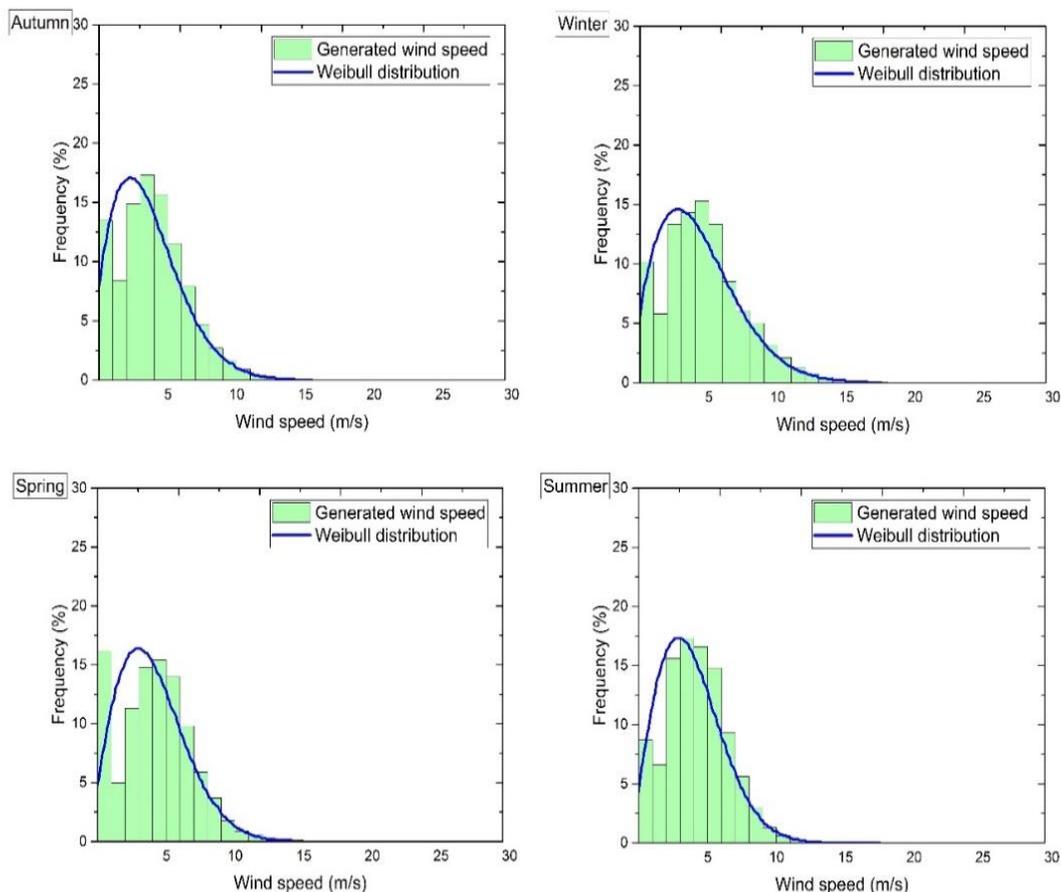


Figure IV.4: Analyse des ressources saisonnières à une hauteur de 10 m (fréquence de la vitesse du vent avec distribution de Weibull ajustée)

D’après ces analyses saisonnières on remarque que notre site donne une stabilité de données dans toutes les saisons, des fréquences importantes sur presque le même intervalle de 3m/s à 6m/s durant toute l’année, qui est présenté dans la distribution annuelle illustrée par la figure (IV.5). Ainsi que la majorité des éoliennes débitent à la vitesse de 3m/s, notre site montre des données très prometteuses pour l’installation éolienne.

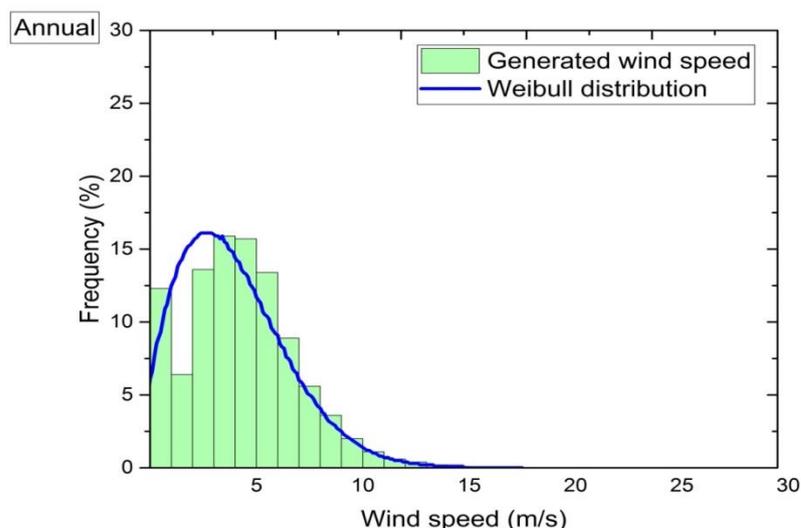


Figure IV.5: Analyse annuelle des ressources à une hauteur de 10 m (Histogramme de la vitesse du vent ajusté par la distribution de Weibull)

Lors de l'interprétation des résultats saisonniers et annuels du site d'Arzew, nous avons constaté la stabilité des données saisonnières et la présence de hautes fréquences lorsque la vitesse est comprise entre 3 m / s et 6 m / s. Ceci est un bon indicateur pour nous sur le potentiel éolien dans cette région.

IV.4.3 Etude de l'amplitude de la stabilité de la vitesse moyenne du vent.

L'évaluation du potentiel éolien de chaque site étudié repose sur deux caractéristiques principales : l'amplitude de la vitesse moyenne du vent et sa stabilité.

La variation temporelle de la vitesse du vent avec la variation de forme moyenne du paramètre k de Weibull ont été illustrées par les figures (IV.6), (IV.7) et (IV.8) pour les changements annuels, mensuels et journalières, respectivement.

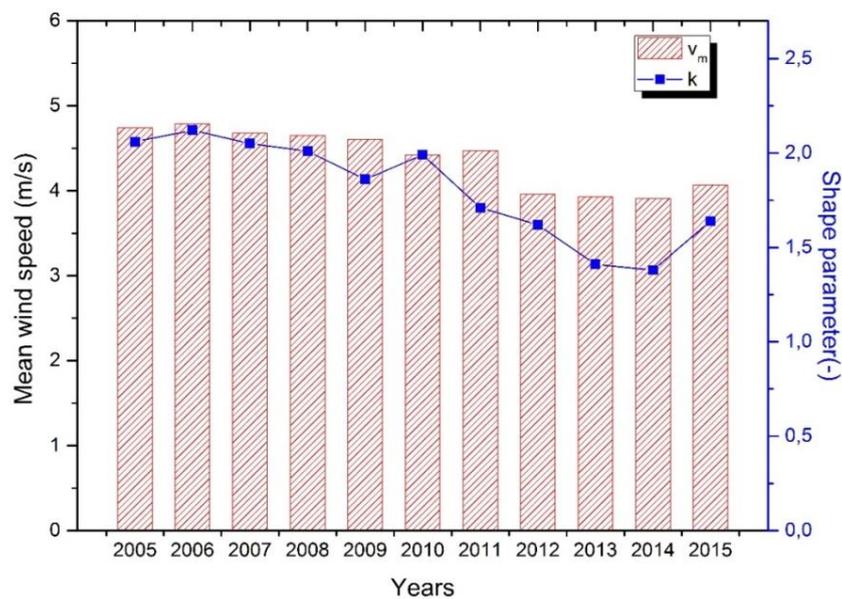


Figure IV.6: Variation annuelle de la vitesse moyenne du vent et de la forme du paramètre Weibull à une hauteur de 10 m

A partir de la présentation de la période de dix ans (montré par la figure (IV.6)), on a observé que la variation par ans de la vitesse du vent est comprise entre 3.9 m / s et 4.79 m / s ; ce qui signifie une variation de 18%. Cette variation montre que la région d'Arzew assure des vitesses du vent importantes pour l'exploitation éolienne.

Pour la stabilité du vent, le paramètre k varie de 1.38 à 2.12 ; Ces valeurs indiquent que vent a une stabilité moyenne et variable d'une année à une autre.

La présentation mensuelle (illustrée da la figure (IV.7)) a montré que la vitesse du vent a une valeur élevée dans la période de janvier à mai. D'autre part, le profil du vent est plus stable dans les autres mois de l'année, en ce qui concerne les vitesses moyennes sont toujours supérieures à 3.87 m / s. Le paramètre k varie entre 1.59 et 1.9, cette variation montre que le vent devient plus stable et donne des valeurs approchés d'un mois à un autre.

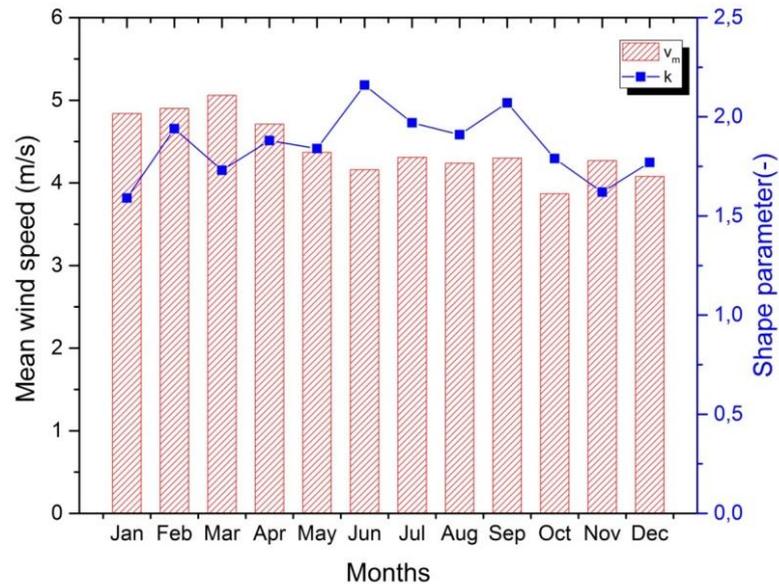


Figure IV.7: Variation mensuelle de la vitesse moyenne du vent et de la forme du paramètre Weibull à une hauteur de 10 m

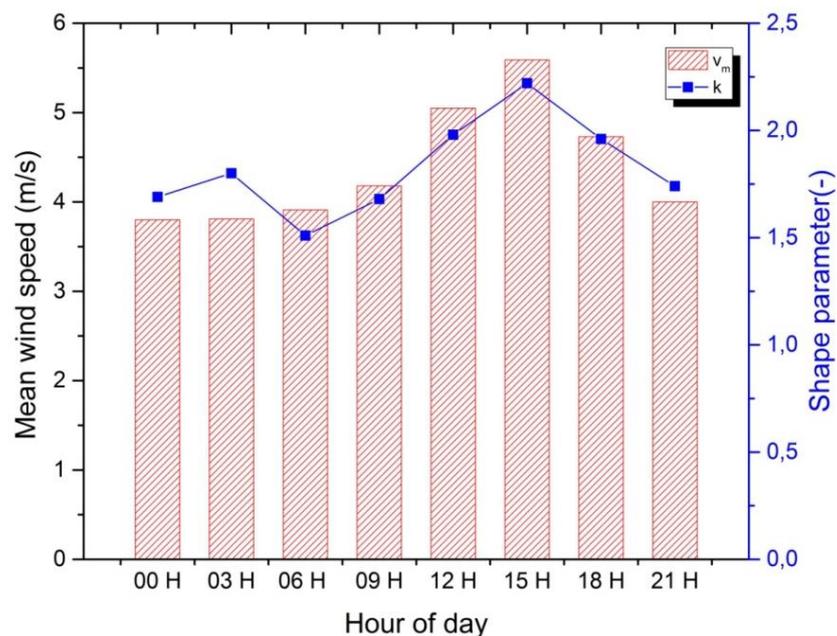


Figure IV.8: Profil annuel de la vitesse moyenne du vent et le paramètre de forme de Weibull à une hauteur de 10 m

La présentation d'une journée par classe de trois heures (montée dans la figure (IV.8)), a montré que les périodes les plus ventées sont de 12 h à 18 h. Le matin, la vitesse varie entre 4.73 m / s et 5.59 m / s, une vitesse moyenne supérieure à 4 m / s est enregistrée tout au long de la journée.

Le paramètre k de Weibull varie entre une valeur minimale de 1.51 à 6 H et une valeur maximale de 2.22 à 15 H. Cependant toutes les courbes ont une tendance similaire de la vitesse du vent pour la distribution de Weibull.

La figure (IV.9) présente la variation annuelle de la densité de puissance estimée du site étudié.

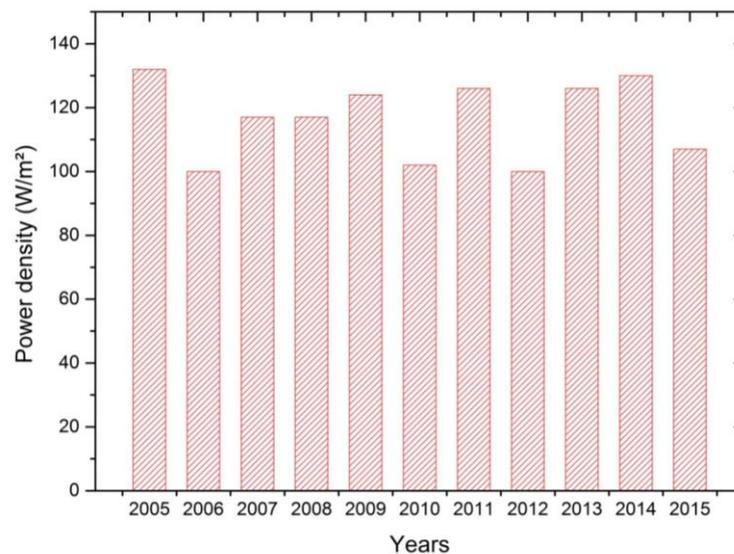


Figure IV.9: La variation annuelle de la densité de puissance

La densité de puissance varie au cours de la période d'étude (janvier 2005 - décembre 2015) entre 100 W / m^2 et 132 W / m^2 . Nous remarquons que les valeurs de densité de puissance minimale sont enregistrées pour les années 2006 et 2012, alors que la valeur maximale est en 2005.

On peut conclure qu'il n'y a pas de période dans le site étudié où la vitesse du vent ne dépasse pas 4 m / s . cette valeur de vitesse est prometteuse pour les installations éoliennes, donc notre site a un gisement éolien acceptable et stable.

IV.5 Cartographie

Pour exprimer le gisement éolien de notre site, il faut établir la carte du vent de ce site, et avant tracer cette dernière, Une carte numérique du terrain en fonction de l'altitude a été chargée à partir de la base de données en libre accès NASA SRTM (Earth Resources Observation and Science (EROS) Center) [89] pour être utilisée sur le Logiciel WAsP [36].

Après avoir délimité les zones rugueuses, il a été procédé à la projection UTM (Universal Transverse Mercator). La figure (IV.10) représente toute les zones délimitées avec pour chacune d'entre elles, une valeur de rugosité à l'intérieure et à l'extérieure [90].

Une fois les données statistiques du vent, la topographie, la rugosité, il a été établi par le logiciel WAsP la carte des vents sur la région délimitée d'Arzew à 10 m de hauteur. Cette dernière est illustrée dans la figure (IV.11) [90].

Nous remarquons qu'à 10 m de hauteur, la vitesse du vent varie de 1 à 9 m/s. une grande partie de la région est balayée par une vitesse comprise entre 4 et 6 m/s, la région Nord qui englobe la grande ville d'Arzew baigne dans une surface où la vitesse du vent ne dépasse pas 3 m/s. Nous remarquons d'un autre côté une région assez distinguée par une grande vitesse du vent qui avoisine les 7 m/s, dans le Nord-Ouest de la région étudiée ; C'est difficile d'installer le parc éolien dans cette région à cause de l'indisponibilité de terrain et la difficulté de l'accès car c'est une région montagneuse. Le site en question se trouve à 8 km au Sud de la mer dans un champ loin des habitants pour éviter l'influence de bruit ; la vitesse est au voisinage de 5.5 m/s. Après avoir raffiné le calcul et l'analyse avec le logiciel WAsP sur le site en question, nous présentons la cartographie de la vitesse du vent de l'endroit sur la figure (IV.12) avec l'emplacement éventuel du parc éolien.

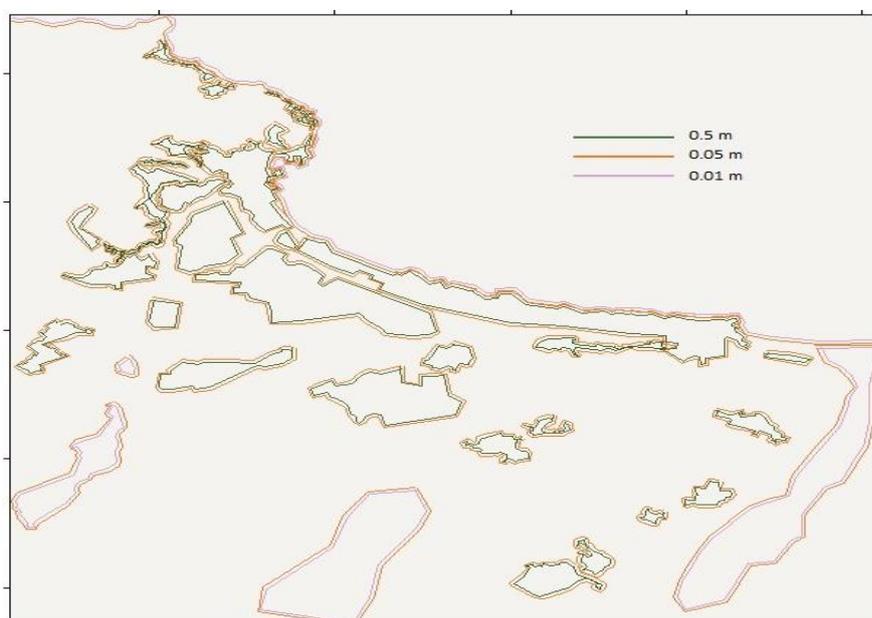


Figure IV.10: Carte des longueurs de rugosité de la zone étudiée

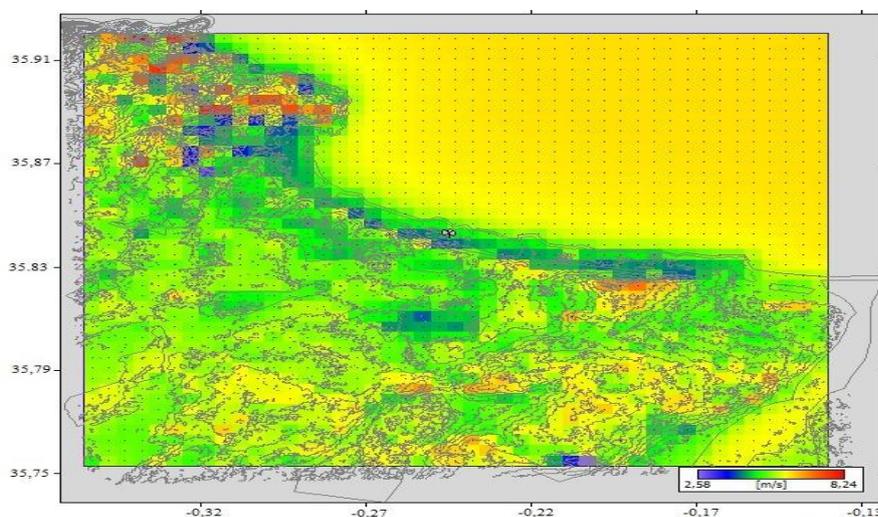


Figure IV.11: L'atlas du vent de la région d'Arzew

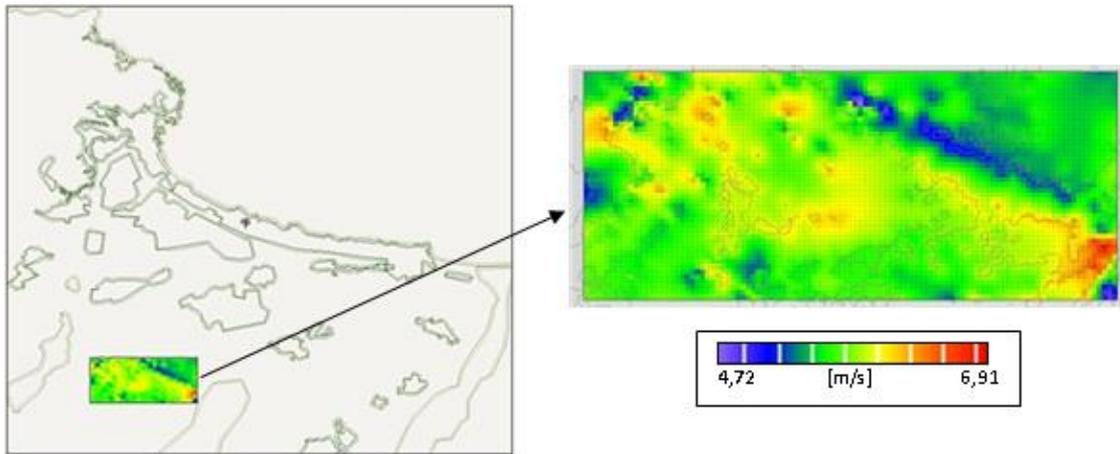


Figure IV.12: Vitesse du vent sur le site sélectionné pour la simulation d'un parc éolien à 10 m de hauteur

IV.6 Le choix de la technologie et la configuration optimale

Après avoir obtenu des résultats avantageux sur le potentiel éolien du site par l'analyse statistique des bases de données et par calcul de la vitesse de densité de probabilité par fonction Weibull. Nous avons commencé à accomplir la deuxième partie de notre dimensionnement, qui est de rechercher l'installation optimale et la sélection de la technologie convenable. Le site choisi pour l'implantation des éoliennes est illustré à la figure (IV.12). On remarque qu'une grande partie de la superficie terrestre est balayée par une plage de vitesse du vent comprise entre 4.7 à 6.9 m /s. Cette dissection a présenté un bon manomètre pour l'installation d'une ferme éolienne dans ce site.

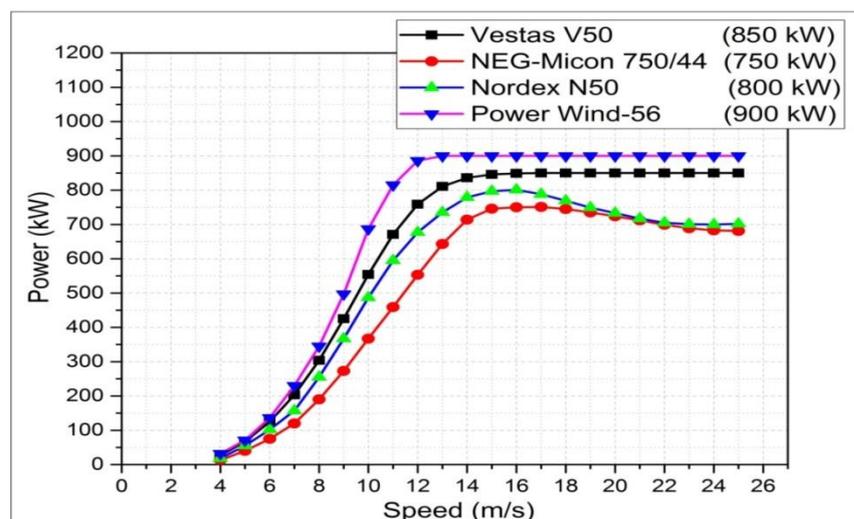


Figure IV.13: Caractéristiques de la puissance produite en fonction de la vitesse.

(Courbes de puissance des différents types)

IV.6.1 La recherche d'une technologie adaptée et rentable pour le site ;

Cependant pour l'équipement quatre modèles d'éoliennes les plus utilisés ont été choisis. Elles sont caractérisées par une capacité nominale de 750 à 900 kW et une hauteur de moyeu de 50 à 59m comme est présenté sur le tableau (IV.2).

Tableau IV.2 : Caractéristiques principales des turbines sélectionnées.

	Modèle			
	Vestas V50	NEG-Micon 750/44	Nordex N50	Power Wind 56
Puissance nominale [KW]	850	750	800	900
Diamètre du rotor [m]	52	44	50	56
Hauteur de moyeu [m]	55	50	50	59
Vitesse de démarrage [m/s]	4	4	4	3
Vitesse nominale [m/s]	15	15	15	13
Vitesse maximale [m/s]	25	25	25	25

IV.6.2 Les configurations d'implantation des turbines

IV.6.2.1 Simulation de parc éolien

Pour assurer la production de la puissance nominale de 10 MW, nous avons choisi les dispositions suivantes :

12 éoliennes Vesta V52 pour obtenir une puissance globale de 10.2 MW ;

14 des éoliennes NEG-Micon750 / 44 pour une puissance de 10.5 MW ;

13 éoliennes NordexN50 pour une puissance de 10.4 MW ;

12 éoliennes Power Wind-56 pour une puissance de 10.8 MW.

Une analyse comparative de la production annuelle d'énergie pour chaque parc éolien est simulée, afin de déterminer le choix optimal dans ce domaine. Pour bien mener ce travail, nous avons choisi d'étudier deux configurations d'implantation :

Une Installation comprend toutes les éoliennes de chaque type dans une seule rangée avec une distance entre deux éoliennes doit être quatre fois le diamètre de l'éolienne. (Voir figure IV.14)), la figure (IV.15) représente la ferme 1 faisant face aux directions dominantes du vent.

Deuxièmement, les éoliennes sont implantées sur deux rangées, ferme 2, comme est montré sur la figure (IV.16), Les rangées sont l'une derrière l'autre dans le vent dominant, comme est illustré sur la figure (IV.17). Nous avons fixé une distance de quatre fois le diamètre de l'éolienne et neuf fois la distance en diamètre entre chaque ligne.

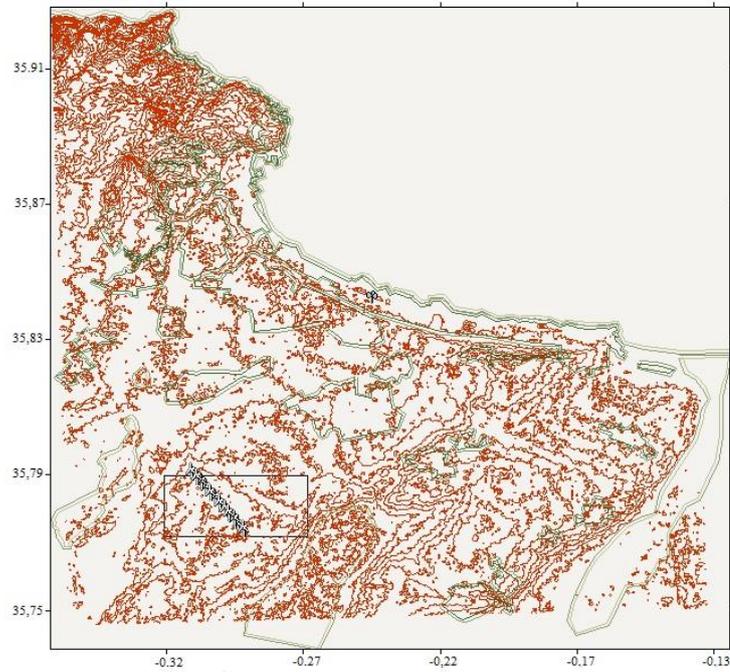


Figure IV.14: Parc éolien sur une seule rangée (ferme 1).

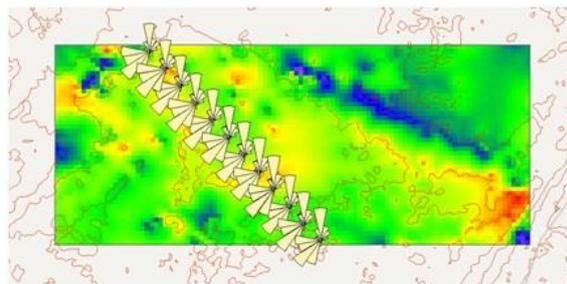


Figure IV.15: Direction du vent dominant pour une rangée

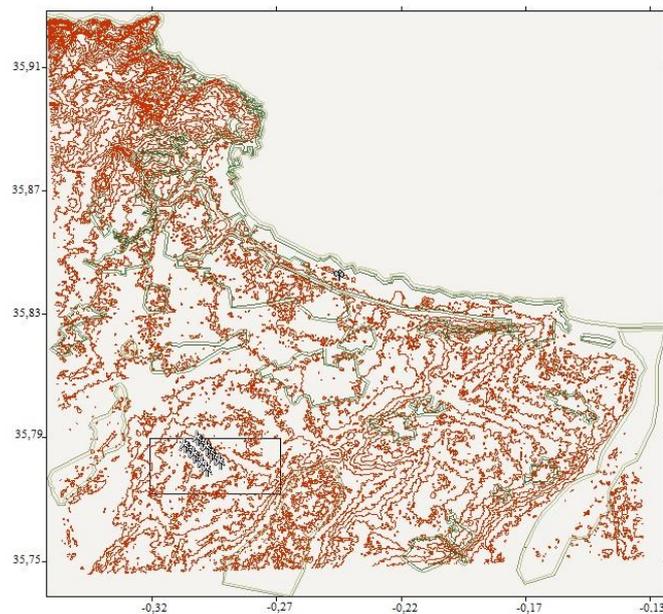


Figure IV.16: Parc éolien à deux rangées (ferme 2).

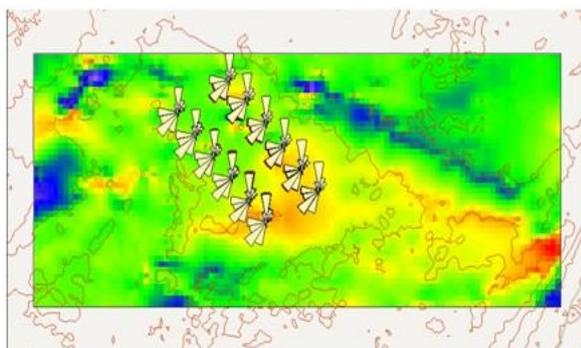


Figure IV.17: Direction du vent dominant de la ferme sur deux rangées.

IV.6.2.2 Résultats et interprétation

La simulation de chaque technologie a été réalisée avec WAsP. Pour optimiser l'efficacité globale du parc éolien, une étude comparative de plusieurs paramètres tels que : la production annuelle d'énergie (AEP), l'effet de sillage des pertes, la vitesse annuelle moyenne du vent et la densité de puissance a été effectuée. Comme le montrent les tableaux (IV.3) et (IV.4).

Tableau IV.3 : Paramètres produits par les fermes à une ligne

Technologie	VESTAS		NEG MICON		NORDEX		POWER WIND	
	Total	Moyenne	Total	Moyenne	Total	Moyenne	Total	Moyenne
Nette AEP [GWh]	35.382	2.949	28.325	2.023	32.393	2.492	41.423	3.452
Brute AEP [GWh]	35.718	2.976	28.532	2.038	32.855	2.527	41.823	3.485
Pertes sillage[%]	0.94	-	0.73	-	1.41	-	0.96	-
Vitesse moyenne [m/s]	-	7.97	-	7.75	-	7.81	-	8.10
Densité de puissance [W/m ²]	-	601	-	556	-	571	-	620

Tableau IV.4 : Paramètres produits par les fermes à deux rangées

Technologie	VESTAS		NEG MICON		NORDEX		POWER WIND	
	Total	Moyenne	Total	Moyenne	Total	Moyenne	Total	Moyenne
Nette AEP [GWh]	34.906	2.909	27.594	1.971	31.849	2.450	40.925	3.410
Brute AEP [GWh]	35.873	2.989	28.125	2.009	33.071	2.544	42.069	3.503
Perte sillage [%]	2.69	-	1.89	-	3.7	-	2.72	-
Vitesse moyenne [m/s]	-	7.99	-	7.69	-	7.84	-	8.10
Densité de puissance [W/m ²]	-	603	-	545	-	576	-	624

Les résultats du tableau (IV.3) montrent bien l'avantage de la technologie Power Wind-56 point de vue production d'énergie. Alors que les résultats présentés sur le tableau (IV.4) (deux rangées) indiquent une diminution des paramètres de productions. Toute fois la comparaison des deux résultats montre clairement que l'énergie annuelle nette produite, dans le cas d'une configuration à une rangée alignée est distinctivement plus élevées par rapport à deux rangées ainsi que la densité de puissance moyenne calculée par la fonction de weibull. Les valeurs de vitesse moyenne de la ferme suivent les variations de densité de puissance ce qui justifié la relation directe entre les deux paramètres. Malgré que la technologie Power Wind conserve la plus haute valeur de vélocité. Les autres technologies présentent deux valeurs différentes de vitesse moyenne pour les deux configurations. La même interprétation pour les pertes par effet de sillage les taux obtenus pour une seule rangé reste très inférieur au système a deux rangés. Cela concrétise l'effet néfaste d'encombrement créer par une rangé sur sa voisine.

La figure (IV.18) montre l'énergie brute annuelle produite par les quatre parcs dans les deux types d'architecture, tous les parcs ont la même gamme de puissance moyenne. Le parc à deux rangées aux valeurs les plus élevées par rapport du parc à une rangée, et le modèle Power Wind reste toujours en tête avec 42.069 GWh pour le parc à deux lignes et 41.823 GWh pour le parc à une ligne.

NEG Micon produit la valeur énergétique la plus faible malgré le choix d'installer 14 éoliennes pour atteindre la plage de puissance nominale de la ferme. Contrairement à d'autres types de turbines, nous avons remarqué que la ferme à une rangée produit plus d'énergie que la ferme à deux rangées. Le modèle NEG Micon donne des valeurs inférieures aux autres : 28.532 GWh pour une ligne et 28.125 GWh pour deux lignes.

Enfin, les modèles Vestas V52 et Nordex donnent des valeurs énergétiques de 35.873 GWh et 33.071 GWh respectivement pour la configuration à deux rangées, et 35.718 GWh et 32.855 GWh respectivement pour la configuration à une rangée.

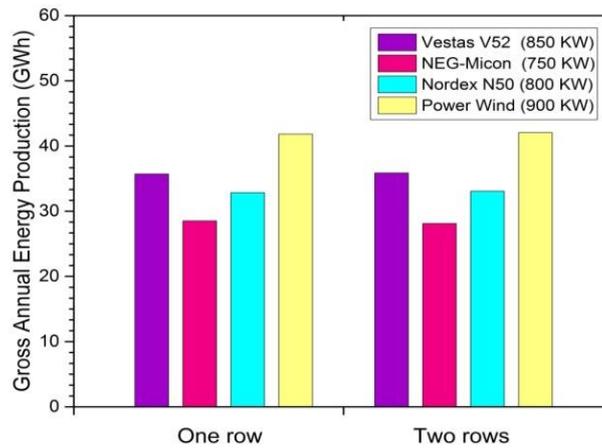


Figure IV.18: Énergie annuelle brute produite par les quatre fermes dans les deux types d'architecture.

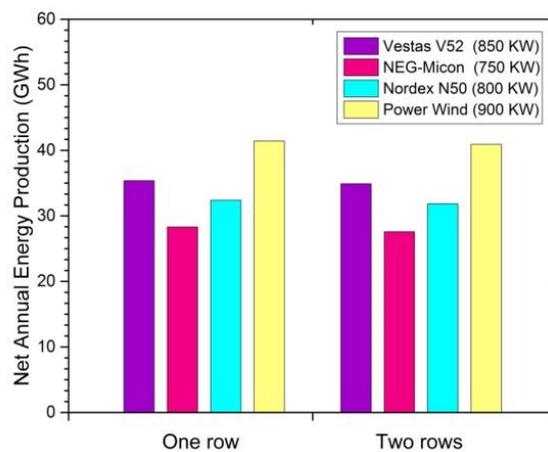


Figure IV.19: Énergie annuelle nette produite par les quatre fermes dans les deux types d'architecture.

En termes d'énergie nette annuelle produite, dans la figure (IV.19) nous supposons qu'une configuration à une ligne offre des valeurs plus élevées que deux lignes. On peut en déduire que les pertes dans le premier modèle de parc sont moindres que dans le second.

Pour l'énergie nette annuelle produite, nous pouvons enregistrer les mêmes conclusions sur les quatre technologies d'éoliennes.

Les modèles d'éoliennes Power Wind ont les valeurs d'énergie les plus élevées : 41.423 GWh pour une rangée et 40.925 GWh pour une configuration à deux rangées.

Les modèles d'éoliennes NEG Micon ont les valeurs d'énergie : 28.325GWh pour une rangée et 27.594 GWh pour une configuration à deux rangées.

Les modèles d'éoliennes Vestas ont les valeurs d'énergie : 35.382GWh pour une rangée et 34.906 GWh pour une configuration à deux rangées.

Les modèles d'éoliennes Nordex ont les valeurs d'énergie : 32.393GWh pour une rangée et 31.849 GWh pour une configuration à deux rangées.

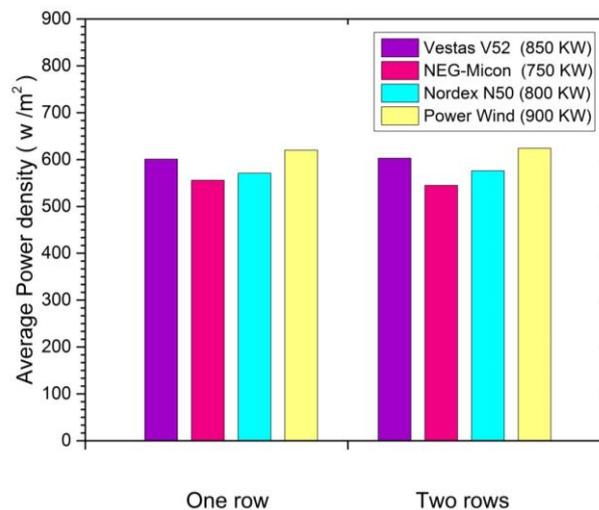


Figure IV.20: Densité de puissance moyenne des quatre fermes dans les deux types d'architecture.

Cette figure (IV.20) représente la densité de puissance moyenne de tous les parcs éoliens. Les valeurs des deux configurations (une rangée et deux rangées) sont proches l'une de l'autre : de 545 W/m² pour NEG-Micon et 624 W / m² pour Power Wind.

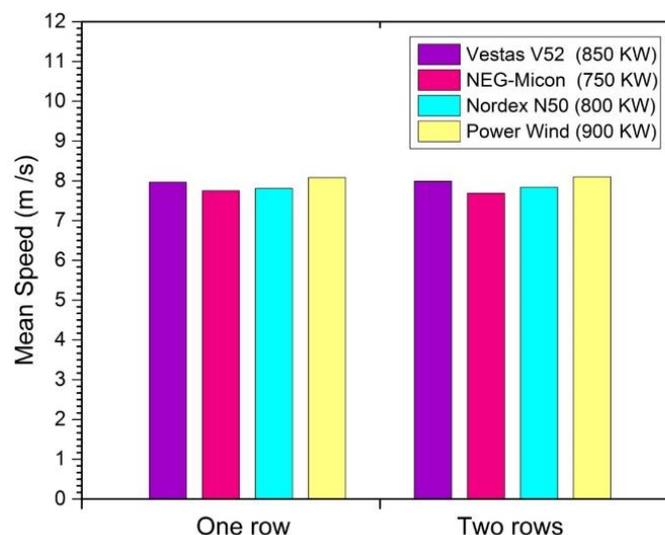


Figure IV.21: Vitesse moyenne des quatre fermes dans les deux types d'architecture

Les valeurs de vitesse moyenne à la ferme comme est montré la figure (IV.21), suivent les courbes de densité de puissance car il existe une relation directe entre les deux paramètres. Le modèle Power Wind conserve la valeur de vitesse la plus élevée, environ 8 m / s dans les deux configurations. On obtient avec d'autres modèles deux valeurs différentes pour les deux configurations :

NEG Micon 7.75 m/s and 7.69 m/s;

Nordex N50 7.81 m/s et 7.84 m/s,

Vestas V52 7.97 m/s et 7.99 m/s.

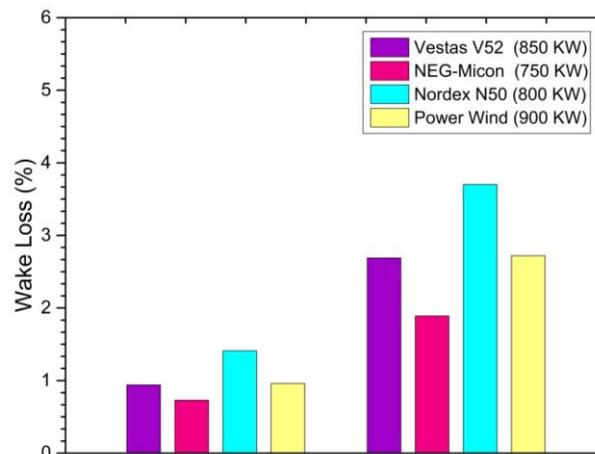


Figure IV.22: Production de pertes de sillage des quatre fermes dans les deux types d'architecture

Nous avons placé les parcs éoliens d'une rangée au même endroit, afin qu'ils occupent le même espace.

Nous faisons la même hypothèse pour la deuxième configuration. L'objectif est de faire une étude comparative des pertes par effet de sillage entre des parcs éoliens de même configuration.

Pour la première configuration, Le Nordex N50 a une valeur de pertes d'environ 1.41%, supérieure à celle des autres modèles d'éoliennes.

Power Wind et Vestas V52 ont des valeurs proches et intéressantes, respectivement 0.96% et 0.94%. NEG Micon est classé juste derrière avec une valeur de perte de 0.73%.

Nous gardons les mêmes conclusions pour la seconde configuration : 3.7% pour le Nordex N50, 2.72% pour Power Wind, 2.69% pour Vestas V52 et 1.89% pour NEG Micon.

Après plusieurs simulations et à travers l'interprétation des tableaux (IV.3) et (IV.4), nous avons conclu que la pose des éoliennes en une seule rangée est plus productive que la configuration en deux rangés, donc l'espace du site est un paramètre essentiel. Nous avons aussi déduit que pour une bonne production, la technologie joue un grand rôle suivant les caractéristiques du site, le cas de la région d'Arzew, la technologie PowerWind-56 est la plus rentable.

IV.7 Etude environnementale et économique

Toute fois pour confirmer le choix de la technologie nous avons utilisé le logiciel HOMER [91], pour évaluer les coûts d'investissement, maintenance et les émissions de gaz de chaque technologie relié à une charge de 3 MW.

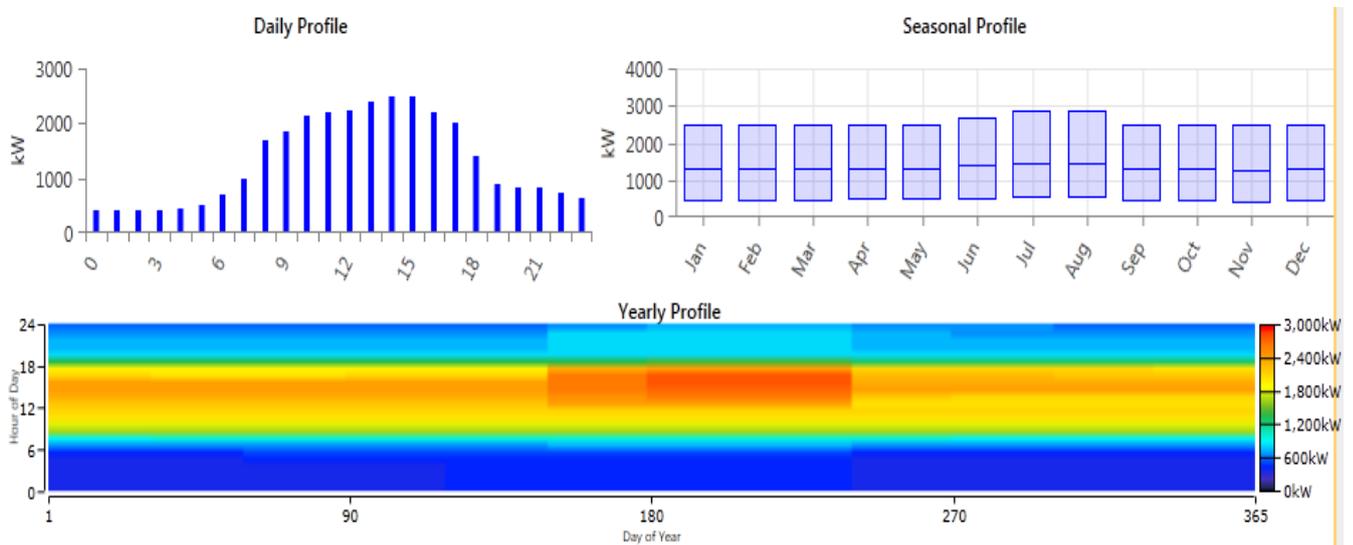


Figure IV.23: Profil de charge

Arzew est une ville résidentielle et une zone industrielle. La figure (IV.23) présente son profil de consommation de charge. La consommation atteint une valeur maximale de 3 MW et une valeur minimale de 500KW.

Le fonctionnement de nos installations est efficace pour cette charge, car la production de la ferme conçue sera supérieure à la demande de charge de 3 MW. Donc la réalisation de cette conception va permettre à toute cette région industrielle de consommer une énergie propre non polluante et d'améliorer la qualité du réseau central par l'injection du surplus. Alors au niveau national la réalisation de ce parc permet à l'état d'économiser une grande partie d'énergie consommée localement. Concernant le cout, le tableau (IV.5) indique que les turbines Power Wind est le moins cher. Il en a produit la plus haute valeur énergétique.

Tableau IV.5 : Coût net des installations éolienne

Parc éolien	Composons (\$)	Capital (\$)	Maintenance (\$)	Total (\$)
VESTAS	Réseau	0.00	8560907.18	8560907.18
	Turbines	5760000.00	736321.31	6496321.31
	Système	5760000.00	9297228.50	15067228.50
NEG MICON	Réseau	0.00	9686391.93	9686391.93
	Turbines	4550000.00	581642.71	5131642.71
	Système	4550000.00	10268034.64	14818034.64
NORDEX	Réseau	0.00	9187812.66	9187812.66
	Turbines	4320000.00	552240.99	4872240.99
	Système	4320000.00	9740053.64	14060053.64
POWER WIND	Réseau	0.00	7872412.84	7872412.84
	Turbines	2100000.00	268450.58	2368450.48
	Système	2100000.00	8140863.32	10240863.32

Tableau IV.6 : COE et coût d'exploitation des installations éoliennes

Parc éolien	Coût opérationnel (\$)	COE (\$)
VESTAS	727291.70	0.100
NEG MICON	803231.60	0.098
NORDEX	761932.40	0.093
POWER WIND	636833.00	0.068

Tableau IV.7 : Quantité de gaz polluants pour les différents systèmes de conversion d'énergie éolienne

Parc éolien	Quantité	Valeur	Unités
VESTAS	Dioxyde de Carbon	4232451	Kg/an
	Dioxyde de Sulfure	18350	Kg/an
	Oxides de Nitrogène	8974	Kg/an
NEG MICON	Dioxyde de Carbon	4788883	Kg/an
	Dioxyde de Sulfure	20762	Kg/an
	Oxides de Nitrogène	10154	Kg/an
NORDEX	Dioxyde de Carbon	4542389	Kg/an
	Dioxyde de Sulfure	19693	Kg/an
	Oxides de Nitrogène	9631	Kg/an
POWER WIND	Dioxyde de Carbon	3892065	Kg/an
	Dioxyde de Sulfure	16874	Kg/an
	Oxides de Nitrogène	8252	Kg/an

Le tableau (IV.6) montre que le coût de l'énergie (COE) du Power Wind est le plus faible par rapport aux autres modèles.

COE : coût de l'énergie (\$ / kWh)

Les centrales émettent des quantités d'effet de serre. Malgré que les émissions des éoliens restent faibles par rapport à la majorité des autres filières de production d'électricité, parce que leurs impacts sur l'environnement restent limiter dans la phase de la fabrication des composants et l'installation dans chantier ou on utilise principalement de l'énergie fossile. Avec le logiciel Homer, nous avons calculé ces ratios pour les quatre installations. Les résultats résumés dans le tableau (IV.7) montrent que les fermes basées sur le modèle d'éoliennes Power Wind présentent moins de gaz polluants que les autres.

IV.8 Intégration du parc au réseau électrique

IV.8.1 Modes de raccordement des parcs éoliens au réseau électrique

IV.8.1.1 Les ouvrages type d'un raccordement en courant Alternatif

Domaine maritime

- Une ou plusieurs sous-stations offshore, en fonction de la puissance totale du parc.
- Plusieurs liaisons sous-marines 225 kV pour relier la sous-station offshore au site d'atterrissage. Le nombre de liaisons 225 kV à créer dépend de la capacité de production du parc éolien à connecter.

Atterrage

Plusieurs chambres de jonction d'atterrage (une pour chaque liaison) pour la transition entre les câbles sous-marins et terrestres.

Domaine terrestre

- Plusieurs liaisons de 225 kV (autant que de liaisons sous-marines).
- Créer un nouveau poste de raccordement 225/400 kV, ou se connecter à un poste existant 400 kV en créant un échelon supplémentaire 225 kV.
- Selon la longueur totale des liaisons souterraines et sous-marines, une station électrique intermédiaire supplémentaire peut être nécessaire entre le sol et la station de raccordement.

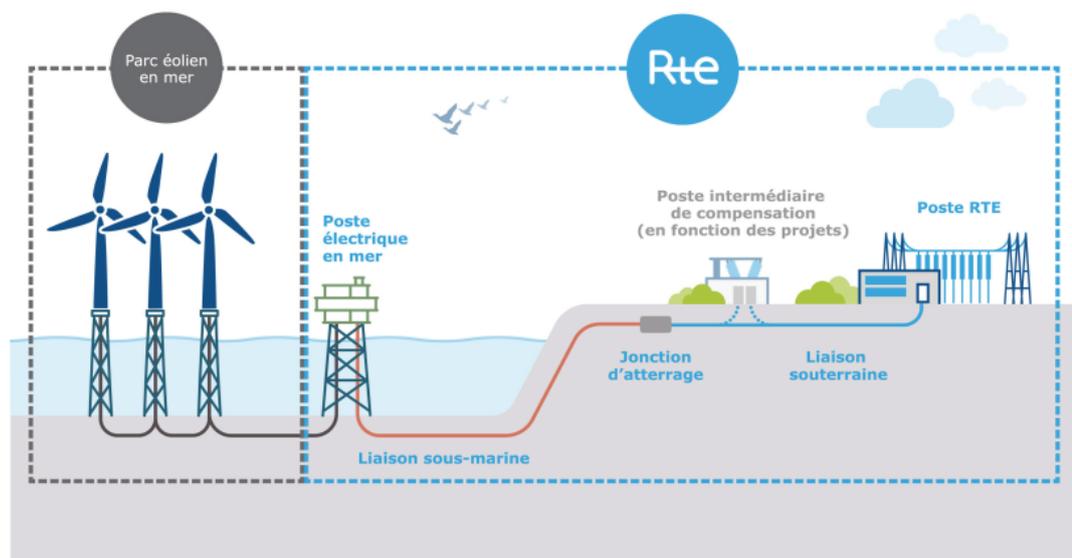


Figure IV.24 : Le raccordement au réseau électrique en courant alternatif

a. Les ouvrages en mer

Le poste électrique en mer

La sous-station ou plate-forme offshore est située dans le parc éolien. Il stabilise et augmente la tension (66 kV à 225 kV) de l'énergie produite par les éoliennes, réduit les pertes électriques potentielles et réduit le nombre de câbles nécessaires pour transmettre l'énergie au réseau public de transport. La structure de fondation dépend de la nature du sol. Les sous-stations en mer sont généralement constituées de plates-formes de 3 à 5 étages, et le type de sous-structure peut être différent (les mailles métalliques ou bases gravitaires en béton armé). Tout ancrage de fondation (requis pour les deux premiers types de sous-structures) peut être empilé ou foré sous terre.

Les liaisons sous-marines

La ligne de connexion sous-marine relie la station offshore au point d'atterrage. Selon la nature du fond marin et afin d'assurer la sécurité de la structure, il est préférable de l'enfouir dans les sédiments marins ou de le recouvrir d'un dispositif de protection externe pour éviter les risques d'endommagement du câble en raison de l'ancrage de l'ancre du navire ou des

engins de pêche et maintenez les activités maritimes au-dessus du câble. Les ressources marines utilisées dépendent de la longueur des câbles à poser, de la nature et de la profondeur des fonds marins.

Chaque liaison sous-marine de 225 kV est constituée d'un câble à trois conducteurs d'un diamètre d'environ 25 à 27 cm et d'un poids d'environ 80 à 130 kg par mètre linéaire.

La capacité de charge de chaque câble est d'environ 250 à 300 MW et dépend de nombreux paramètres tels que la distance de déplacement, l'environnement thermique, le type de conducteur et d'armure et la tension de fonctionnement. Les câbles doivent être posés dans des tranchées séparées pour éviter que les câbles ne se chauffent, maximisant ainsi la capacité de transport des câbles. La figure (IV.25) présente d'un câble sous-marin tripolaire.

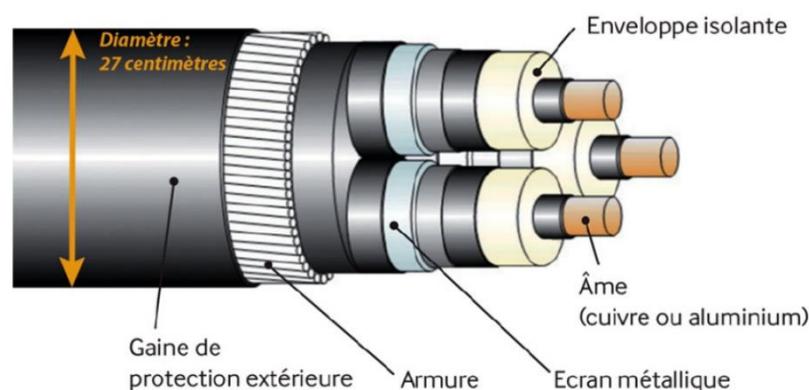


Figure IV.25 : Schéma de principe d'un câble sous-marin tripolaire

L'atterrage

Fait référence à l'endroit où le câble sous-marin se connecte au câble souterrain dans la zone côtière. En raison de la différence entre les câbles sous-marins et les câbles souterrains, et pour assurer la continuité électrique (en 225 kV), les changements technologiques des liaisons sous-marines aux liaisons terrestres se fait au sein d'une chambre de jonction.

b. Les ouvrages à terre

La liaison souterraine

Chaque circuit est composé de trois câbles unipolaires indépendants d'un diamètre d'environ 13 cm, avec un ou deux câbles de communication à fibre optique attachés. En supposant qu'un parc d'environ 1000 MW nécessite 3 à 4 liaisons souterraines parallèles, il doit y avoir un espacement suffisant entre elles pour limiter l'échauffement mutuel des liaisons.

Les postes de raccordement au réseau terrestre

Le raccordement électrique nécessite la création ou l'extension d'un poste électrique 225 kV ou 400 kV avec la création d'un échelon 225 kV.

Les connexions électriques sous-marines et souterraines vont générer de la puissance dite « réactive » affaiblissant ainsi la possibilité de sa transmission de puissance « active ». Lorsque la longueur totale du raccordement (terrestre et maritime) est importante, il est nécessaire de construire une station supplémentaire sur l'itinéraire de connexion à proximité du site d'atterrage, comprenant des équipements pour compenser cette puissance réactive.

IV.8.1.2 Les ouvrages type d'un raccordement en courant continu

Lorsque la distance totale de raccordement dépasse 80 à 100 km, la technologie du courant alternatif peut apparaître, en fonction de la puissance à connecter des restrictions techniques et économiques qui nécessitent l'utilisation de l'alimentation courant continu. La solution du raccordement en courant continu ne nécessite qu'une seule liaison sous-marine et souterraine, sans avoir besoin d'installer des stations de compensation intermédiaires sur l'itinéraire.

Il est situé dans un bâtiment dont la hauteur dépend du niveau de tension et nécessite environ 5 hectares de terrain ; l'autre est en mer, ce qui est plus grand qu'une sous-station en courant alternatif (par exemple, la station du parc éolien offshore allemand Dolwin 1 mesure 60 m de long, 40 m de large et de hauteur). La station de conversion offshore est très lourde et nécessite des équipements de levage spéciaux utilisés dans l'industrie pétrolière, ce qui augmente les coûts d'installation. Par conséquent, par rapport à la connexion d'une alimentation. Le courant continu est préférable de connecter plusieurs parcs pour consolider son coût plus élevé que le raccordement en courant alternatif.

Cependant, le choix final est pertinent pour chaque situation spécifique (notamment en fonction de la distance, du nombre de parcs et de la source d'alimentation à connecter)

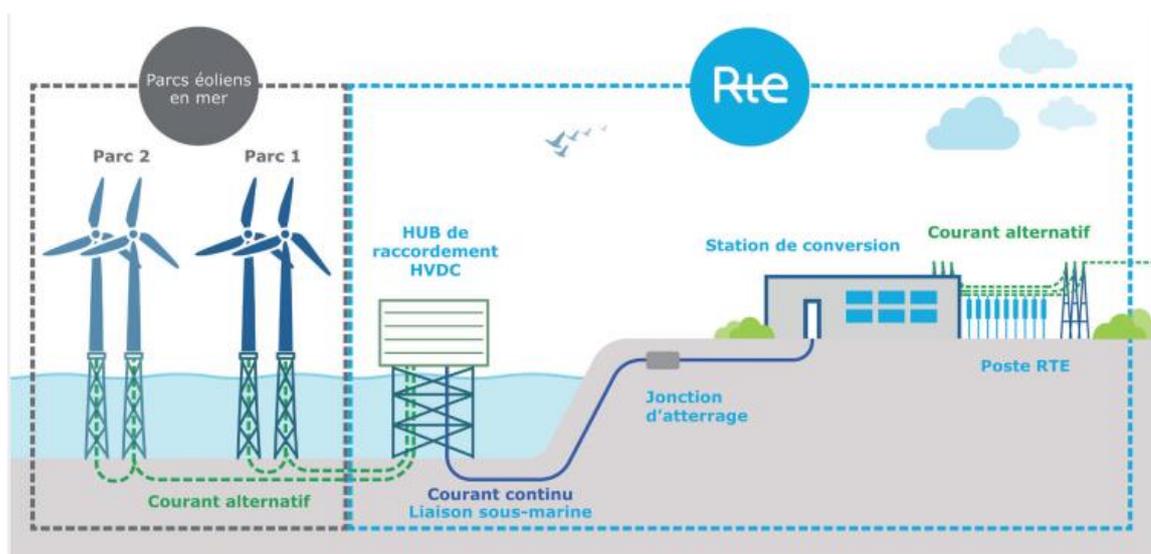


Figure IV.26 : Le raccordement au réseau électrique en courant continu

IV.8.2 Simulation du parc éolien intégré au réseau électrique

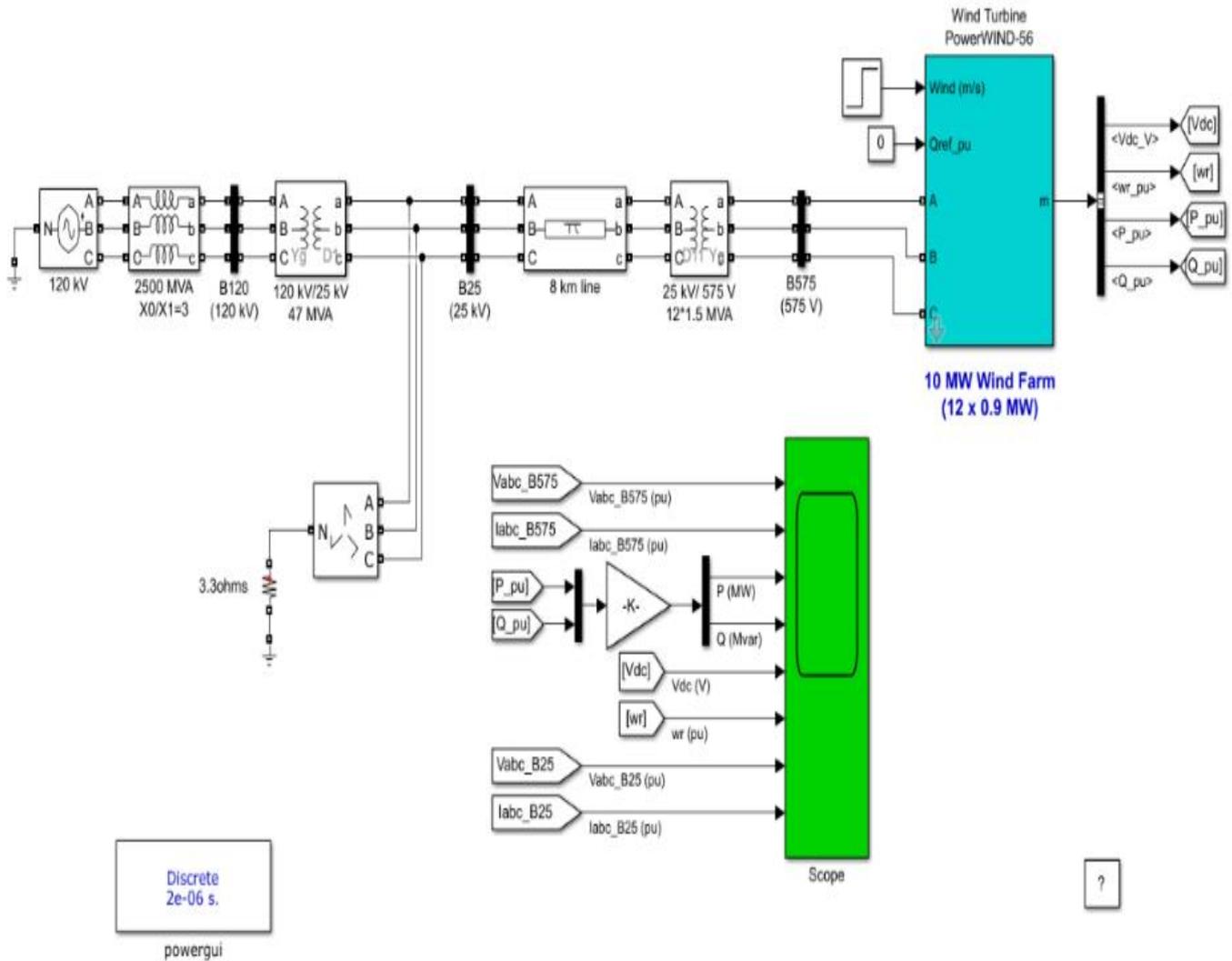


Figure IV.27 : Schéma de simulation du parc intégré au réseau électrique

a. Description

Un parc éolien de 10 MW composé de 12 éoliennes de 0.9 MW raccordées à un système de distribution de 25 kV exporte de l'électricité vers un réseau de 120 kV via un chargeur de 8 km et 25 kV. Comme est montré sur la figure (IV.27)

Les paramètres des composants du réseau électrique (machine asynchrone, onduleur, transformateur, ligne) sont résumés dans l'annexe.

Le parc éolien est connecté à un redresseur à diode, d'un convertisseur élévateur PWM DC-DC IGBT et d'un convertisseur PWM DC / AC IGBT. La technologie Power WIND-56 permet d'extraire le maximum d'énergie du vent pour des vitesses de vent faibles en optimisant la vitesse de l'éolienne, tout en minimisant les contraintes mécaniques sur l'éolienne lors des rafales de vent.

Dans ce travail, la vitesse du vent est maintenue comprise entre 0 et 15 m / s. La puissance réactive produite par l'éolienne est régulée à 0 Mvar.

b. Résultats de simulation du système

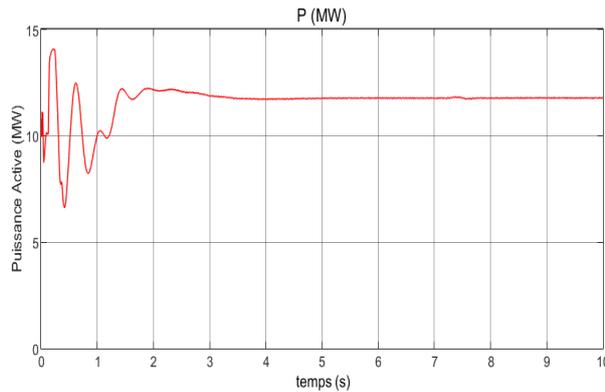


Figure IV.28 : Puissance active du parc éolien

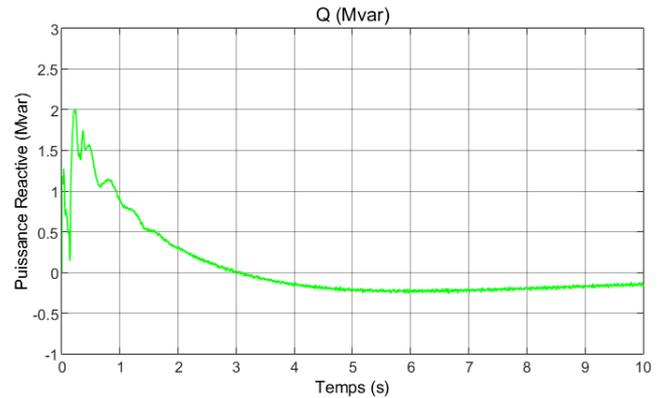


Figure IV.29 : Puissance Réactive du parc éolien

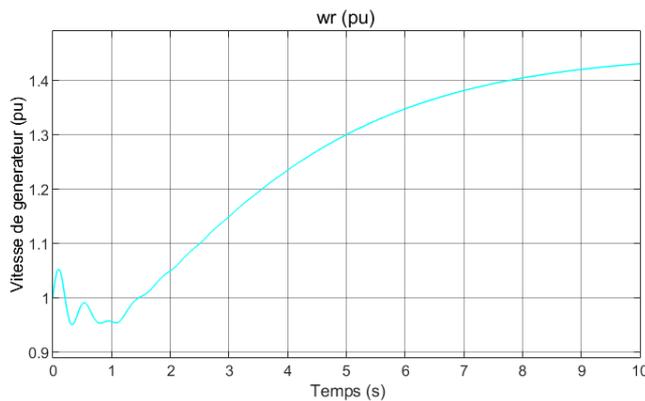


Figure IV.30 : Vitesse au niveau de générateur

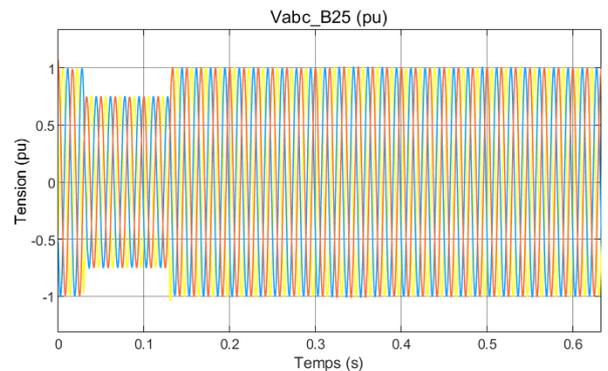


Figure IV.31 : Tension coté réseau

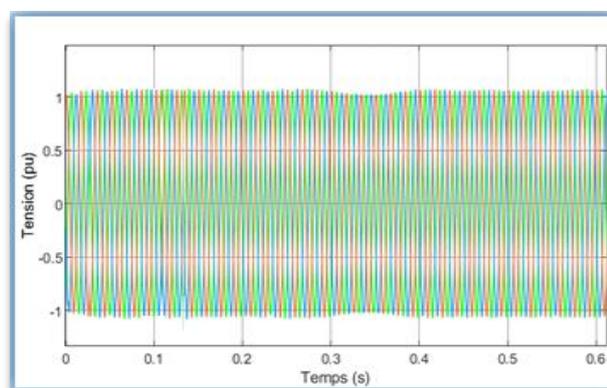


Figure IV.32 : Tension de charge

c. Interprétation des résultats

Dans ce travail, nous observerons le fonctionnement en régime permanent de l'éolienne Power WIND-56 et sa réponse dynamique à l'affaissement de tension résultant d'un défaut à distance sur le système 120 kV. Une chute de tension de 0,25 pu sur six cycles est programmée à $t = 0.03$ s

Le parc éolien produit une énergie de 10 MW d'une façon permanente et l'injecte dans le réseau électrique.

On remarque que la puissance active produite par notre système d'après les graphes (Figure IV.28) passe par une période de démarrage transitoire et elle atteint la valeur nominale stable après 2s, la même chose pour l'énergie réactive qui dépend du démarrage du générateur au début puis elle stabilise (Figure IV.29).

Ces courbes donnent un bon indicateur de fonctionnement de notre système conçu et connecté au réseau.

La charge est alimentée directement du réseau électrique, le cas de fluctuation de la tension du réseau, on remarque que la charge sera alimentée immédiatement par le générateur éolien.

Donc le parc éolien répond à la demande énergétique de la charge, et assure le fonctionnement optimale du système tout au long de la persistance du défaut au niveau de réseau.

IV.9 Conclusion

La conception d'un parc éolien nécessite beaucoup de compétences, chaque concepteur établit un algorithme pour simplifier son projet et le mener à bien. Le travail présenté dans ce chapitre fait partie des perspectives du gouvernement Algérien en matière de stimulation du développement des ressources renouvelables pour la production d'électricité. La situation géographique de l'Algérie offre des sites très appropriés pour l'installation de parcs éoliens. Arzew, avec son caractère industriel et son aspect vent favorable, obtenu à partir de la modélisation mathématique de la distribution fréquence-vitesse du vent, est une bonne source d'amélioration de la qualité de service du réseau ouest algérien.

Une analyse annuelle, mensuelle et saisonnière des données de vent a été réalisée par le programme WASP afin de créer une cartographie finale des vents dans la région d'Arzew.

Deux directions dominantes du vent sont déterminées le Sud-Ouest (S-O) et le Nord (N), notre site offre des vents stables dans une large plage de 3m/s à 6m/s avec un maximum de vitesse de 14m/s.

La variation de la vitesse du vent durant la période étudiée de 10 ans est comprise entre 3.9 m/s et 4.79 m/s.

Le paramètre k de Weibull varie de 1.38 à 2.12.

La densité de puissance est entre 100 W/m² et 132 W/m².

En ce qui concerne la recherche d'une technologie adaptable et rentable pour le site, nous avons mené une étude comparative de quatre technologies des éoliennes en simulant deux configurations différentes de placement de turbines.

En outre, une estimation de l'énergie produite basée sur des calculs fiables a été effectuée. Nous avons donc conclu que le site présente un potentiel éolien intéressant, ce qui donne une bonne indication de la mise en œuvre du parc éolien.

Les résultats ont montré que la structure à rangée unique produit plus d'énergie pour tous les modèles d'éoliennes par rapport à deux rangées. On a également démontré que le modèle : Power Wind avait un taux supérieur de 35% à celui des autres technologies, pour la même puissance. Avec 3.452 GWh d'énergie moyenne annuelle produite, et 41.423 GWh d'énergie totale annuelle produite, pour la configuration d'une seule rangée, et 3.410 GWh, 40.925 GWh respectivement pour l'énergie moyenne annuelle et totale pour la configuration de deux rangées.

La technologie NEGMICON a produit le minimum d'énergie, avec une moyenne annuelle de 2.023GWh et totale de 28.325 GWh pour la configuration d'une seule rangée. Pour la configuration à deux rangées, on a relevé les valeurs de 1.971 GWh et 27.594 GWh respectivement d'énergie moyenne et totale produite.

Ensuite, nous avons confirmé la fiabilité de notre choix par une étude économique et environnementale avec un coût minimum de \$0.068 / kWh et une valeur minimale de 3892065 kg / an de CO₂, pour le Power Wind, \$0.1/kWh (le plus cher) pour la VESTAS, La technologie NEGMICON par contre, a été estimée à \$0.098/ kWh, et un maximum de CO₂ pour de 4788883 kg/ an.

Finalement, La description des types de raccordement au réseau électrique est faite, nous avons utilisé le logiciel Matlab pour intégrer la ferme éolienne au réseau électrique.

En conclusion, la région d'Arzew sera un lieu propice à la création d'un parc éolien afin d'améliorer la qualité de service du réseau ouest algérien et de préserver l'environnement.

L'Algérie a un programme de production de 5010 mégawatts par éolienne ; ce parc éolien et le parc éolien d'Adrar participeront à 0.4% d'un projet national d'énergie renouvelable jusqu'en 2030.

Conclusion générale

Ce travail est considéré comme une prolongation des efforts de gouvernement Algérien dans le cadre du programme de promotion des énergies renouvelable pour 2030. Il présente une méthodologie de conception d'une ferme éolienne dans la région industrielle d'Arzew nord-Est d'Oran, pour améliorer la qualité de service du réseau électrique et réduire les émissions des gaz polluants émis par les raffineries de pétrole et la fabrication des engrais. Afin d'atteindre les objectifs de notre étude, une optimisation de l'évaluation du gisement énergétique éolien pour l'actualisation de la carte des vents à Arzew été indispensable. Une analyse générale de la méthodologie utilisée pour estimer le potentiel éolien montre que les méthodes sont très diverses selon l'industrie. Ces dernières contiennent aussi plusieurs étapes pour l'estimation du vent des sites et le calcul de la production d'énergie électrique.

Donc, la première station concerne les mesures des paramètres vent, leurs variations journalières, mensuelles et annuelles. Elle a été effectuée par des constations sur le lieu. Quoique l'étude statistique des mesures nous a permis de déterminer les paramètres de Weibull nécessaires pour la connaissance des potentialités énergétiques éoliennes d'Arzew. Cependant l'interpolation spatiale des mesures de la vitesse du vent de la région a contribué à l'établissement de l'atlas vent d'Arzew. Les méthodes utilisées pour estimer le vent par des extrapolations verticales, horizontales et temporelles du vent mesuré sur le site sont déterminées.

En effet tout le calcul de la productible repose sur ce vent estimé à l'issue de ces étapes d'extrapolation. Nous avons également discuté des différentes méthodes de détermination des paramètres de Weibull et les modèles mathématiques de distribution de la vitesse du vent. Dans l'ensemble, nous avons analysé les différents modèles utiliser dans le domaine éolien et déterminer aussi les courbes de puissances avec les différentes pertes causer tout au long de la réalisation du projet éolien.

Nous avons utilisé les logiciels WAsP, HOMER et Matlab pour la simulation de la ferme éolienne. L'interprétation des résultats obtenus montre que l'étude annuelle a donné un site avec une vitesse moyenne annuelle du vent est de 4.6m/s. La carte saisonnière de la vitesse moyenne du vent nous a permis de noter clairement que l'hiver reste la saison la mieux ventée, l'Eté quant à lui, présente la saison au plus faible potentiel éolien. Le facteur de forme qui nous enseigne sur la stabilité des vents, donne un vent beaucoup plus stable et constant en Eté. Néanmoins, le facteur de forme est prédominant au printemps. Les valeurs moins importantes du facteur de forme en Automne et en Hiver impliquent l'instabilité de la vitesse du vent autour de sa valeur moyenne. Cela s'explique par les rafales de vent par intermittence durant ces périodes. Ces résultats on aussi révélés que la densité de puissance moyenne, en fonction des années devient de plus en plus importante jusqu'au voisinage de la valeur de 132W/m².

En suite pour évaluer la production énergétique et le facteur de capacité en fonction des mois, des saisons et de l'année, nous avons procédé à une simulation en utilisant 4 types d'aérogénérateur comme est indiqué (chapitre IV, paragraphe IV.6.2.1) utilisés en deux différentes architectures d'implantation des éoliennes dans le site. Une comprend toutes les éoliennes de chaque type dans une seule rangée avec une distance entre deux éoliennes doit être quatre fois le diamètre de l'éolienne. Une autre, les éoliennes sont implantées sur deux ranges. Les rangées sont l'une derrière l'autre dans le vent dominant, Nous avons fixé une distance de quatre fois le diamètre de l'éolienne et neuf fois la distance en diamètre entre chaque ligne. Cependant les résultats ont montré que la structure à rangée unique produit plus d'énergie pour tous les modèles d'éoliennes par rapport à deux rangées.

L'étude a montré aussi que le modèle de turbine Power Wind avait un taux supérieur de 35% à celui des autres technologies, pour la même puissance. Avec 3.452 GWh d'énergie moyenne annuelle produite, et 41.423 GWh d'énergie totale annuelle produite. Nous avons confirmé la fiabilité de notre choix par une étude économique et environnementale avec un coût minimum de \$0,068 / kWh et une valeur minimale de 3892065 kg / an de CO₂.

Finalement, une étude sur l'intégration du parc éolien de 12 turbines Power Wind au réseau électrique alimentant une charge de 3MW a la présence d'un défaut au niveau de réseau de distribution a montré la contribution du parc au renforcement de la production d'énergie électrique.

Perspectives

Par contre, l'énergie éolienne, à elle seule, ne peut être une solution alternative pour couvrir une part conséquente des besoins énergétiques des sociétés contemporaines, c'est l'association de plusieurs technologies d'énergies renouvelables qui constituent une meilleure solution. Par exemple les systèmes hybrides solaires et éoliens sont les plus adaptés dans les régions côtières parce que généralement ces deux technologies sont énergétiquement complémentaires.

Nous avons aussi constaté qu'il faut intensifier les études d'évaluation des potentiels des sites et mettre en place une politique de suivie et de conservation des données afin d'avoir le maximum des données sur le territoire national.

Il est important de préciser que si notre première priorité est de minimiser l'impact sur l'environnement et de rentabilisé le programme national des énergies renouvelables, il est impérativement nécessaire de lancer une étude d'évaluation du potentiel de vent au voisinage de chaque centrale photovoltaïque réalisées sur le territoire national. Cette vision peut augmenter l'efficacité des 22 centrales fonctionnaires actuellement en Algérie.

Bibliographie

- [1] KEBIR Mohammed, "Etude et analyse des données météorologiques en particulier le vent dans la région d'Adrar" Mémoire de Master, Université Abou Bekr Belkaïd-Tlemcen 2011
- [2] D.J. Carson, "Boundary Layer Meteorology, Introduction Lectures ". Workshop on An Atmospheric Area Modelling, ICTP, 1990.
- [3] R.Ensalem, "Climatologie Générale", Ed. ENP, Alger 1989.
- [4] S.M. Boudia, "Optimisation de l'Éstimation du gisement éolien par simulation numérique dans la région côtière de l'ouest algérien ; cas de Beni-Saf ". Thèse de Magister. Université de Tlemcen, 2009
- [5] N. Kasbadji Merzouk, "Evaluation du gisement énergétique éolien. Contribution à la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie", Thèse de doctorat, Université Abou Bekr Belkaid Tlemcen, Unité de Recherche Matériaux et Energies Renouvelables URMER Tlemcen. 2006.
- [6] Nicolas Fichaux, "EVALUATION DU POTENTIEL EOLIEN OFFSHORE ET IMAGERIE SATELLITALE", Thèse de doctorat, Ecole des mines de Paris, Ecole Doctorale, 2003.:
- [7] J. P. Costes, "Simulations numériques des écoulements atmosphériques sur sols fortement hétérogènes". Thèse de doctorat, Université de Nantes, 1996.
- [8] LECONTE Philippe, RAPIN Marc, et SZECHENYI Edmond, "Eoliennes. Techniques de l'ingénieur". Génie mécanique, 2001, no BM4640, p. BM4640. 1-BM4640.
- [9] R. BELLIARD, R. FORGEAT, A. HEMOND, "Météorologie Aérienne" Tomel, Service de la formation en aéronautique, Paris.
- [10] Peterson E.L., Ib Troen et N. G. Motersen, « "The European Wind Energy Resources, Recueil European Community Wind Energy Conference and Exhibition" » Denmark, 1988.
- [11] Troen Ib, « "On Diagnostic Wind Field Models ». College on atmospheric Boundary Physics', ICTP, Trieste, 1990.
- [12] D. P. Lalas, "Wind Energy Estimation and Siting in Complex Terrain", Int. Jour. Solar Energy, vol. 3, pp. 43-71, 1985
- [13] G.Botta, R. Castagna, S. Magri, A. Virgil, "A Preliminary Evaluation of the Wind Resources in Central and Southern Italy". Proceeding of EWEC'94 congress, Thessaloniki, Grèce, 1994.
- [14] H. Daaou Nedjari, S.Haddouch, N. Kasbadji Merzouk, " Caractérisation Eolienne du Site 'Les Grands Vents 'A l'Aide d'un Modèle Numérique" International Congress on the Renewable Energies and the Environment, Sousse, Tunisie 2005.
- [15] "Bulletin Climatologique de l'Algérie", Office National de Météorologie, Alger, 1975
- [16] M. Said, A. Ibrahim, " Energy in the Arab World. Energy", N° 9-3, pp. 217-38, 1984
- [17] H. Bensaid, "Wind Speed and Wind Energy Potential", Proceeding of Possibilité d'utilisation des énergies éoliennes dans le monde arabe, Alger. 1988..
- [18] R. Hammouche, "Atlas Vent de l'Algérie/ONM". Office des Publications Universitaires (OPU), Alger 1990
- [19] H. Nedjari Daaou, S. Haddouche, N. Kasbadji Merzouk, "Amélioration de la carte des vents à partir des données interpolées" Revue Energies Renouvelables, numéro Spécial, Energies Photovoltaïque et éolienne, pp 119-124., 2003.
- [20] F. Chellali, "Etude du comportement stochastique et cyclique du vent en Algérie". Thèse de Doctorat. Ecole Nationale Supérieure Polytechnique, 2011.
- [21] 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.
- [22] S. Louassa, O. Guerri O, N. Kasbadji Merzouk, M. Merzouk, "Wind resources estimation and performance evaluation of two wind farms in an Algerian arid zone". In: 2016 International Renewable And Sustainable Energy Conference (IRSEC). Marrakech, Morocco: IEEE; 2016:pp. 444–449.
- [23] D. Abdeslame, N. Kasbadji Merzouk, S. Mekhtoub, M. Abbas, M. Dehmas, "Estimation of power generation capacities of a wind farms installed in windy sites in Algerian high plateaus". Renew Energy 2017;103:630–40. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.10.075>.
- [24] D. Saheb Koussa, M. Koussa, S. Hadji, "Assessment of various WTG (wind turbine generators)

- production in different Algerian's climatic zones". *Energy* 2016;96(1):449–60. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.12.072>.
- [25] H. Daaou Nedjari, S. Kheder Haddouche, A. Balehouane, O. Guerri, "Optimal windy sites in Algeria : potential and perspectives"; *Energy*; in press; 2018.
- [26] O. Guerri, S. Boudia, A. Dali, A. Kaabeche, N. Yassaa, "Performance Evaluation of the First Wind Farm in Algerian Sahara". In: *Technologies And Materials For Renewable Energy, Environment And Sustainability, TMREES18*. Athens, Greece: Energy Procedia; 2018:11.
- [27] S. Mohamed Boudia, J. Andrade Santos, "Assessment of large-scale wind resource features in Algeria". *Energy* 2019, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116299>
- [28] Z. Said, R. Mansour, G. Seyfeddine, "Configuration of wind farm in Kaberten region: wind potential and optimal capacity". *SN Appl. Sci.* 1, 1561 (2019). <https://doi.org/10.1007/s42452-019-1611-0>
- [29] M. Dahbi, M. Sellam, A. Benatallah, (2019). "Investigation on Wind Power Generation for Different Heights on Bechar, South West of Algeria". *Algerian Journal of Renewable Energy and Sustainable Development*, 1(02), 198-203. <https://doi.org/10.46657/ajresd.2019.1.2.9>
- [30] Y. Himri, M. Merzouk, N. Kasbadji Merzouk, S. Himri, "Potential and economic feasibility of wind energy in south West region of Algeria". *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, ISSN: 2213-1388, Vol: 38, Page: 100643, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2020.100643>
- [31] S. Marih, L. Ghomri, and B. Bekkouche, "Evaluation of the Wind Potential and Optimal Design of a Wind Farm in The Arzew Industrial Zone in Western Algeria," *International Journal of Renewable Energy Development*, vol. 9, no. 2, pp. 177-187, Jul. 2020. <https://doi.org/10.14710/ijred.9.2.177-187>
- [32] "Etat de l'art dans les aérogénérateurs électriques" bernard multon, olivier gergaud, hamid ben ahmed, xavier roboam, stéphan astier, brayima dakyo, Université du Havre
- [33] Khaled Ziane, "Analyse, Evaluation et Réduction des Risques d'un Parc Eolien". *Sciences de l'ingénieur [physiques]*. Université d'Oran 2 Mohamed Ben Ahmed, 2017.
- [34] Bénédicte Jourdié, "Ressource éolienne en France métropolitaine : méthodes d'évaluation du potentiel, variabilité et tendances". *Climatologie*. Ecole Doctorale Polytechnique, 2015. Français.
- [35] Janie Coulombe, "Évaluation de la modélisation et des prévisions de la vitesse du vent menant à l'estimation de la production d'énergie annuelle d'une turbine éolienne", Université de Montréal, 2015
- [36] C.G. Justus, A. Mikhail, "Height Variation of Wind speed and Wind Distributions Statistics". *Geophysical Research Letters*, vol. 3, N° 5, 1976
- [37] S. Poje, B. Cividini, "Assessment of Wind Energy Potential in Croatia", *Solar Energy* vol.41 N°6 pp 543 554, 1988
- [38] A.S. Mikhail, "Height Extrapolation of Wind Data", *Transaction of ASME*, vol. 107, pp. 10- 14, 1985
- [39] C. G. Justus, A. Mikhail, "Height Variation Of Wind Speed And Wind Distributions Satictics", *Geophysical Research Letters*, 3:5 (1976) 261-264
- [40] DA. Spera, TR. Richards, "Modified power law equations for vertical wind profiles. " In: *Conference and workshop on wind energy characteristics and wind energy siting*, Portland, OR, USA; June 1979.
- [41] G. Gualtieri, S. Secci, "Wind shear coefficients, roughness length and energy yield over coastal locations in Southern Italy", *Renewable Energy* 36 (2011) 1081-1094
- [42] E. L. Petersen, N. G. Mortensen, L. Landberg, J. Højstrup, H. P. Frank, 1998. "Wind power meteorology. Part I: climate and turbulence". *Wind Energy* 1 (S1) : p. 25–45. doi: 10.1002/(SICI)1099-1824(199804)1:1<25::AID-WE4>3.0.CO;2-D.(Cité en pages 15 et 24).
- [43] F. Klintø, W. Langreder, 2013. "MCP and long term wind speed predictions". *Présentation lors de l'EWEA Wind Resource Assessment Technology Workshop*, Dublin, 25–26 juin 2013. Disponible en ligne <http://www.ewea.org/events/workshops/wp-content/uploads/2013/06/EWEA-RA2013-Dublin-5-1-Frank-Klinto-Suzlon.pdf> (2015-06). (Cité en page 17).
- [44] A. R. Perea, J. Amezcua, O. Probst, 2011. "Validation of three new measure-correlate-predict models for the long-term prospection of the wind resource". *Journal of Renewable and Sustainable Energy* 3 (2): p. 023105. doi: 10.1063/1.3574447. (Cité en page 17).
- [45] A. L. Rogers, J. W. Rogers, J. F. Manwell, 2005. "Comparison of the performance of four measure-correlate-predict algorithms". *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 93 (3): p. 243–264. doi: 10.1016/j.jweia.2004.12.002. (Cité en pages 17 et 19).
- [46] M. L. Thøgersen, M. Motta, T. Sørensen, P. Nielsen, 2007. "Measure-correlate-predict methods: case

- studies and software implementation“. Suites de la conférence de l'EWEA (European Wind Energy Association), Milan, mai 2007. (Cité en page 18).
- [47] M. Andersen, 2004. "A Review of MCP Techniques". Rapport technique 01327R00022, Renewable Energy Systems. (Cité en page 19).
- [48] Faulkner, S., 2010. "Quantifying the Uncertainties of Correlation-Prediction (MCP) ". Présentation lors de la conférence de la NZWEA (New-Zealand Wind Energy Association), Palmerston North, mars 2010. (Cité en page 19).
- [49] Michel Leroy , N° 35 ; Classification d'un site Août 2009 - mise à jour septembre 2012 " DIRECTION DES SYSTEMES D'OBSERVATION", Météo France
- [50] ALLAL Fatima, " etude des modèles d'évaluation verticale de la vitesse du vent", universite mohamed boudiaf - m'sila, 2018
- [51] Kostas Philippopoulos, Despina Deligiorgi, and George Karvounis, "Wind Speed Distribution Modeling In The Greater Area Of Chania, Greece", *International Journal of Green Energy*, 9: 174–193, 2012
- [52] W. Weibull, "A statistical distribution function of wide applicability," *Journal of Applied Mechanics*, n°18, pp. 293-297, 1951
- [53] Aref Lashin, Ahmed Shata, "analyse de potentiel énergétique éolien en Port-Said" , *Énergies renouvelables et de l'énergie durable Avis*, Egypt, www.elsevier.com/locate/rser, 2012
- [54] "Wind Turbine Control Systems " Springer, imprimé en allemand, 2007..
- [55] G. Al Zohbi, P. Hendrick, P. Bouillard " Evaluation du potentiel d'énergie éolienne au Liban", *Revue des Energies Renouvelables*, liban, 2014.:
- [56] G. Pavia Edgar, J.O'Brein James , 1986: " Weibull statistics of wind speed over the ocean". *J. Clim Appl. Meteor.*, 25, 1324 – 1332
- [57] ISES (International Solar Energy Society), 2007: "Wind Energy "Pocket Reference Book. IBSN 0-977 1282-1-0.
- [58] A. Genc, M. Erisoglu, A. Pekgor, G.Oturanc , A. Hepbasli, K. Ulgen (2005). "Estimation of wind power potential using Weibull distribution". *Energy Sources*, 27(9), 809–822.
- [59] B. Safari, (2011). " Modeling wind speed and wind power distributions in Rwanda". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(2), 925–935.
- [60] A. N. Celik, (2003). "Energy output estimation for small-scale wind power generators using Weibull-representative wind data". *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 91(5), 693–707.
- [61] A. S. S. Dorvlo, (2002). "Estimating wind speed distribution". *Energy Conversion and Management*, 43(17), 2311–2318.
- [62] A. Garcia, Torres J. L, Prieto E, de Francisco A, 1998 : " Fitting wind speed distributions: a case study". *Solar Energy* ; 62, 139–144.
- [63] C. G. Justus, W. R. Hargraves, A. Mikhail, D. Graber, (1978). "Methods for estimating wind speed frequency distributions". *Journal of Applied Meteorology*, 17(3), 350–353.
- [64] (Seguro et Lambert 2000) : J. V Seguro, T. W. Lambert, (2000). " Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy analysis". *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 85(1), 75–84.
- [65] T. P. Chang, (2011). "Performance comparison of six numerical methods in estimating Weibull parameters for wind energy application". *Applied Energy*, 88(1), 272–282.
- [66] Salami, Akim Adekunle, A. S. A. Ajavon, M. K. Kodjo, K.S. Bedja, (2013). " Contribution to improving the modeling of wind and evaluation of the wind potential of the site of Lome: Problems of taking into account the frequency of calm winds". *Renewable Energy*, 50, 449–455..
- [67] P. A. C. Rocha, R. C. Sousa, C. F. Andrade, M. E. V. da Silva, (2012). "Comparison of seven numerical methods for determining Weibull parameters for wind energy generation in the northeast region of Brazil". *Applied Energy*, 89(1), 395–400
- [68] S. C. Pryor, M. Nielsen, R. J. Barthelmie, J. Mann, 2004. "Can satellite sampling of offshore wind speeds realistically represent wind speed distributions ? Part II: Quantifying uncertainties associated with distribution fitting methods". *Journal of Applied Meteorology* 43 (5): p. 739–750. doi: 10.1175/2096.1. (Cité en page 24).
- [69] J. A. Carta, P. Ramírez, S. Velázquez, 2009. "A review of wind speed probability distributions used in wind energy analysis: Case studies in the Canary Islands. " *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13 (5): p. 933–955. doi: 10.1016/j.rser.2008.05.005. (Cité en pages 22, 24,50, 55 et 84).

- [70] S. A. Akdağ, A. Dinler, (2009). "A new method to estimate Weibull parameters for wind energy applications". *Energy Conversion and Management*, 50(7), 1761–1766.
- [71] D. Y. C. Leung, Y. Yang, (2012). "Wind energy development and its environmental impact: A review". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(1), 1031–1039
- [72] M. J. M. Stevens, P. T. Smulders, (1979). "The estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy utilization purposes". *Wind Engineering*, 132–145
- [73] P. D. Jamieson, J. R. Porter, D. R. Wilson, (1991). "A test of the computer simulation model ARCWHEAT1 on wheat crops grown in New Zealand". *Field Crops Research*, 27(4), 337–350
- [74] P. Quan, T. Leephakpreeda, (2015). "Assessment of wind energy potential for selecting wind turbines: An application to Thailand". *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2015.05.002>
- [75] C. Emeksiz, B. Demirci, (2019). "The determination of offshore wind energy potential of Turkey by using novelty hybrid site selection method". *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2019.100562>
- [76] A. Keyhani, M. Ghasemi-Varnamkhasti, M. Khanali, R. Abbaszadeh, (2010). "An assessment of wind energy potential as a power generation source in the capital of Iran", Tehran. *Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.09.009>
- [77] H. Faïda, J. Saadi, M. Khaïder, S. El Alami, M. Monkade , " Etude et analyse des données du vent en vue de dimensionner un système de production d'énergie éolienne Cas d'un site au nord du Maroc". *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 13 N°3 (2010) 477 – 483
- [78] Ludmil Stoyanov, "Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables", UNIVERSITE DE CORSE PASQUALE PAOLI, 2011
- [79] C. Carrillo, A. F. Obando Montaña, J. Cidrás, E. Díaz-Dorado, 2013. "Review of power curve modelling for wind turbines". *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 21 : p. 572–581. doi: 10.1016/j.rser.2013.01.012. (Cité en page 25).
- [80] M. Lydia, S. S. Kumar, A. I. Selvakumar, G. E. Prem Kumar, 2014. "A comprehensive review on wind turbine power curve modeling techniques". *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 30: p. 452–460. doi: 10.1016/j.rser.2013.10.030. (Cité en page 27).
- [81] W.R. Powell, (1981). " An analytical expression for the average output power of a wind machine". *Solar Energy*, vol. 26, pp. 77-80, 1981.
- [82] H. Gabler, J. Luther, (1988). "Wind-solar hybrid electrical supply systems. Results from a simulation model and optimization with respect to energy pay back time". *Solar & Wind Technology*, vol. 5, Issue 3, pp. 239-247, 1988.
- [83] B.S. Borowy, Z.M. Salameh, (1994). " Optimum photovoltaic array size for a hybrid wind/PV system". *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 9, pp. 482-488, 1994.
- [84] S. Diaf, M. Haddadi, M. Belhamel, (2006). "Analyse technico économique d'un système hybride (photovoltaïque/éolien) autonome pour le site d'Adrar". *Revue des Energies Renouvelables*, vol. 9, n 3, pp. 127-134, 2006.
- [85] F.O. Hocaoglu, O.N. Gerek, M. Kurban , " A novel hybrid (wind–photovoltaic) system sizing procedure", *Solar Energy* 83 2019–2028, 2009.
- [86] R. Pallabazzer, (1995). " Evaluation of wind-generator potentiality". *Solar Energy*, vol. 55, pp. 49-59, 1995.
- [87] T.J. Chang, Y.L. Tu, (2007). "Evaluation of monthly capacity factor of WECS using chronological and probabilistic wind speed data: a case study of Taiwan". *Renewable Energy* vol. 32, pp. 1999-2010, 2007.
- [88] S. M. Boudia , A. Benmansour , N. Ghellai , M. Benmedjahed & M. A. Tabet Hellal (2012): " Monthly and Seasonal Assessment of Wind Energy Potential in Mechria Region, Occidental Highlands of Algeria", *International Journal of Green Energy*, 9:3, 243-255
- [89] U.S. Releases Enhanced Shuttle Land Elevation Data <http://eros.usgs.gov> / Earth Resources Observation and Science (EROS) Center <http://gdex.cr.usgs.gov/gdex/>
- [90] S.M. Boudia, S. Adjiri, "Analyse technico-économique des systèmes de conversion d'énergie éolienne - région de Sétif . " *Revue des Energies Renouvelables SIENR'14 Ghardaïa* (2014) 115 – 120
- [91] "HOMER - Hybrid Renewable and Distributed Generation System Design Software." Retrieved July 2, 2018, from <https://www.homerenergy.com/>

Annexe

Les paramètres des composants du réseau électrique :

Machine asynchrone :

Puissance nominale : 0.9 Mw

Tension nominale : 730 v

Fréquence nominale : 60 Hz

Les réactances : $X_d= 1.305$, $X_d'=0.292$, $X_d''= 0.252$, $X_q=0.474$, $X_q''=0.243$, $XI=0.18$ (pu)

Résistance : $R_s= 0.006$ (pu)

Inertie : $H= 0.62$ s

Facteur de friction : $F= 0.01$ (pu)

Nombre paire de pole : $p= 1$

Onduleur :

$R_1= 0.1$ ohms

$L_1= 1/(2*\pi*60)$ H

$R_0= 0.3$ ohms

$L_0= 3/(2*\pi*60)$ H

Transformateurs :

Transformateur 25 kV/575V 1.5 MVA :

Puissance nominale : $P_n= 1.5$ Mw

Fréquence nominale : $f_n= 60$ Hz

V_1 ph-ph =5000 v

$R_1= 0.025/30$ (pu)

$L_1= 0.025$ (pu)

V_2 ph-ph = 575 v

$R_2 = 0.025/30$ (pu)

$L_2 = 0.025$ (pu)

Resistance magnétique : $R_m = 500$ (pu)

Transformateur 120kV/25kV 47MVA :

Puissance nominale : $P_n = 47$ Mw

Fréquence nominale : $f_n = 60$ Hz

V_1 ph-ph = 120000 v

$R_1 = 0.08/30$ (pu)

$L_1 = 0.08$ (pu)

V_2 ph-ph = 25000 v

$R_2 = 0.08/30$ (pu)

$L_2 = 0.08$ (pu)

Resistance magnétique : $R_m = 500$ (pu)

Inductance magnétique : $L_m = 500$ (pu)

Ligne :

Longueur de ligne : $l = 8$ km