



بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

UNIVERSITE SAAD DAHLAB BLIDA-1
FACULTE DE TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES



Mémoire

Présenté pour l'obtention du diplôme de

MASTER

OPTION: CONVERSION THERMIQUE

THEME

ESTIMATION DE LA PERFORMANCE DES AEROGÉNÉRATEURS INSTALLÉS DANS LES ZONES COTIÈRES D'ALGERIE

Réalisé par :

Mr DJATOU Abdelhak

Soutenu le 06/07/2022 devant le jury composé de :

Mr. Mustapha MERZOUK

Président

Mme. Nawal Kahina KHELALFA

Examineur

Mr. Karim KACI

Examineur

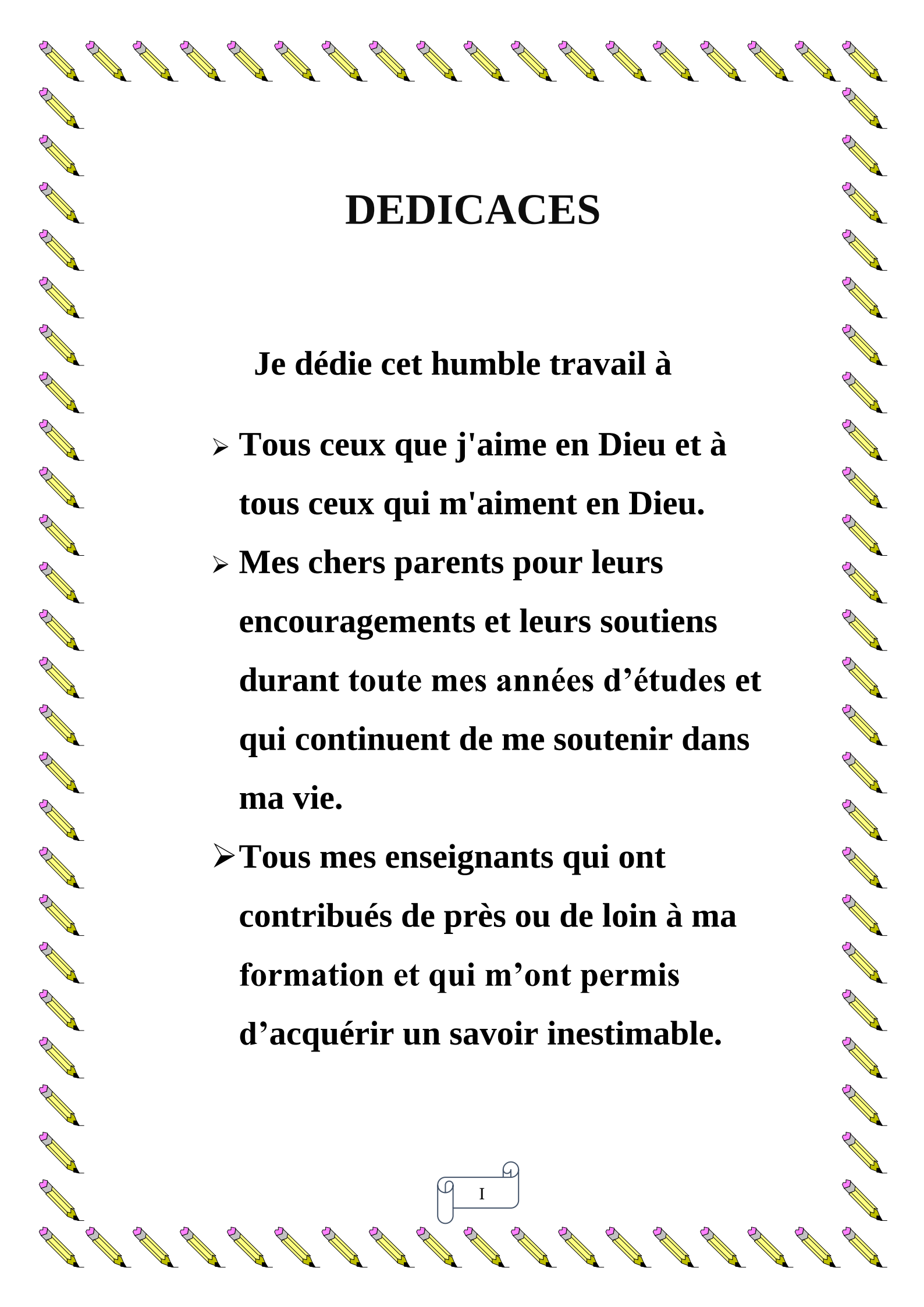
Mme. Nachida KASBADJI

Promoteur

Mr. Abdellah TOUAIBIA

Co-promoteur

**Année universitaire
2021/2022**



DEDICACES

Je dédie cet humble travail à

- **Tous ceux que j'aime en Dieu et à tous ceux qui m'aiment en Dieu.**
- **Mes chers parents pour leurs encouragements et leurs soutiens durant toute mes années d'études et qui continuent de me soutenir dans ma vie.**
- **Tous mes enseignants qui ont contribués de près ou de loin à ma formation et qui m'ont permis d'acquérir un savoir inestimable.**

REMERCIEMENTS

JE REMERCIE **ALLAH**, LE TOUT PUISSANT, LE MISÉRICORDIEUX, DE M'AVOIR APPRIS CE QUE J'IGNORAI, DE M'AVOIR DONNÉ LA SANTÉ ET TOUT CE DONT J'AVAIS BESOIN POUR RÉALISER CE TRAVAIL.

JE TIENS, TOUT PARTICULIÈREMENT, À EXPRIMER MA PROFONDE GRATITUDE À MON ENCADREUR MADAME **NACHIDA KASBADJI** ENSEIGNANTE À L'UNIVERSITÉ DE BLIDA 1, POUR CES CONSEILS PRÉCIEUX AINSI QUE POUR LA CONFIANCE ET L'AIDE QUI M'ONT MARQUÉ PAR LEURS GRANDES VALEURS SCIENTIFIQUES.

JE REMERCIE ÉGALEMENT MON CO-PROMOTEUR MONSIEUR **ABDELLAH TOUAIBIA** POUR SES ORIENTATIONS ET SA PATIENCE AVEC MOI.

JE REMERCIE VIVEMENT LES MEMBRES DU JURY QUI M'ONT FAIT L'HONNEUR D'EXAMINER MON TRAVAIL. MES REMERCÎMENTS À MES ENSEIGNANTS AU FIL DES ANNÉES D'ÉTUDES UNIVERSITAIRES : MONSIEUR **MUSTAPHA MERZOUK**, MADAME **KHLELFA NAWAL** ET MONSIEUR **KACI ABDELKRIM**.

JE REMERCIE TOUTE L'ÉQUIPE DE STAGE EFFECTUÉE AU CDER, PARTICULIÈREMENT MADAME **LOUASSA SAMIRA** QUI M'A GUIDÉ ET ORIENTÉ AFIN DE MENER À BIEN MON TRAVAIL.

MES REMERCIEMENTS VONT AUSSI À L'ENSEMBLE DE MES PROFESSEURS TOUT AU LONG DE MON CURSUS UNIVERSITAIRE.

JE VOUDRAIS AUSSI REMERCIER TOUS LES MEMBRES DE MA FAMILLE, MA MÈRE ET MON PÈRE, MES FRÈRES, MES CHÈRES SŒURS, MES CHERS AMIS ET MES COLLÈGUES.

بارك الله فيكم

وجزاكم الله خيرا يا ذن الله

ملخص

الهدف من هذه الدراسة هو تقدير الطاقة الكهربائية التي يمكن أن تنتجها العنفات (توربينات) الرياح المركبة في وهران والجزائر العاصمة وعنابة. لدينا 7 (سبعة) بيانات عن الرياح واتجاهها لـ 7 (سبعة) مدن تطل على البحر الأبيض المتوسط ، والتي تتم معالجتها بنماذج رقمية التي يمكن إستخدامها في بيئة بحرية و وضعها في برنامج في الماتلاب ، و سيجسب هذا الأخير جميع المعلومات الضرورية (السرعة متوسط ، التردد ، كثافة الطاقة ، القطاع (الإتجاه) المهيمن) عند ارتفاع معين. تُستخدم خصائص العنفات (توربينات) الرياح البحرية الموجودة في السوق العالمية لتقدير إنتاج الطاقة السنوي ، وفي الأخير سأختار من بين أكثر المولدات الهوائية كفاءة وأكثر المواقع البحرية ملائمة لإستغلال طاقة الرياح في الجزائر.

الكلمات مفتاحية : إمكانات الرياح البحرية، وسرعة الرياح، واتجاه الرياح، وتوربينات الرياح البحرية وإنتاج الكهرباء.

ABSTRACT

The objective of this study is to estimate the electrical energy that can be produced by wind turbines installed in Oran, Algiers and Annaba. We have 7 (seven) data on the wind and direction of the 7 (seven) coastal cities of the Mediterranean Sea, which are processed using a program carried out under MATLAB, I have chosen numerical models which can be adapted to the marine environment in my program, will calculate all the necessary parameters (Weibull parameters, average speed, frequency, power density, dominant sector) at a given height. The characteristics of existing offshore wind turbines on the world market are used to estimate the annual energy production and at the end of my results, I would choose among its most efficient aero-generators and the most appropriate offshore site in Algeria.

Keywords: Offshore wind potential, wind speed, wind direction, offshore wind turbine and electricity production.

RESUME

L'objectif de la présente étude, consiste à estimer l'énergie électrique que l'on peut produire par des aérogénérateurs installés à Oran, Alger et Annaba. On a 7 (sept) données du vent et direction des 7 (sept) Villes côtières de la mer méditerranéenne, qui sont traitées à l'aide d'un programme réalisé sous MATLAB, j'ai choisi des modèles numériques qui peuvent être adaptés au milieu marin dans mon programme, ce dernier permettra de calculer tous les paramètres nécessaires (paramètres de Weibull, vitesse moyenne, fréquence, densité de puissance, secteur dominant) à une hauteur donnée. Les caractéristiques des éoliennes offshore existantes sur le marché mondial, sont utilisées pour estimer la production énergétique annuelle et à l'issu de mes résultats, je choisirais parmi ses aérogénérateurs le plus performant et le site offshore en Algérie le plus approprié.

Mots clés : Potentiel éolien offshore, vitesse du vent, direction du vent, éolienne offshore et production électrique.

NOMENCLATURE

Γ : Fonction Gamma	/
η : Rendement de la machine	/
ρ : Masse volumique de l'air	kg/m^3
A : Surface de la roue d'une éolienne	m^2
C_1 : Facteur d'échelle de Weibull à 10m	m/s
C_2 : Facteur d'échelle de Weibull extrapolé	m/s
ff_0 : Fréquence de la vitesse du vent nulle	/
$f(V)$: Fréquence de la vitesse du vent	/
K_1 : Facteur de forme de Weibull à 10m	/
K_2 : Facteur de forme de Weibull extrapolé à certaine hauteur	/
L_V : Fonction de vraisemblance	/
N : Nombre de données des vitesses du vent non nul	/
P_m : Puissance moyenne disponible	W
P_{moy} : Densité de puissance moyenne disponible	W/m^2
P_{um} : Puissance moyenne utilisable	W
$P_{uti.m}$: Puissance moyenne réellement utilisable	W
V : Vitesse du vent	m/s
V_a : Vitesse d'arrêt	m/s
V_D : Vitesse de démarrage	m/s
V_n : Vitesse nominale	m/s
V_m : Vitesse moyenne du vent	m/s
V_m^3 : Vitesse cubique moyenne du vent	m^3/s^3
z_0 : Rugosité	m
z_1 : Hauteur à 10m	m
z_2 : Hauteur supérieure à 10m	m

SOMMAIRE

DEDICACES	I
REMERCIEMENTS	II
RESUME	III
NOMENCLATURE	IV
INTRODUCTION GENERALE	1
CHAPITRE -I- ETAT DE L'ART	2
I.1 INTRODUCTION	2
I.2 HISTORIQUE DE L'EOLIEN OFFSHORE	2
I.3 EOLIENNES OFFSHORE	4
I.3.1. Fixation des aérogénérateurs en Mer	4
I.3.2. Critères de choix de sites éoliens offshore	5
I.3.3. Technologie des aérogénérateurs de puissance	5
I.4 ETUDES BIBLIOGRAPHIQUES D'EOLIEN OFFSHORE DANS LE MONDE	6
I.5 TRAVAUX REALISES EN ALGERIE	11
I.6 CONCLUSION	15
CHAPITRE -II- MODELISATION DU POTENTIEL EOLIEN OFFSHORE	16
II.1 INTRODUCTION	16
II.2 CARACTERISATION DE LA VITESSE DU VENT	16
II.3 MODELES D'AJUSTEMENT	16
II.3.1. Distribution de Weibull	17
II.3.2. La distribution hybride de Weibull	17
II.3.3. Vitesse moyenne, vitesse cubique moyenne	17
II.4 METHODE DE DETERMINATION DES FACTEURS « K » ET « C »	19
II.5 METHODE DU MAXIMUM DE VRAISEMBLANCE	19
II.6 EXTRAPOLATION DES PARAMETRES DE WEIBULL	20
II.6.1. Modèle d'extrapolation de Justus et Mikhaiel	20
II.6.2. Modèle modifié d'extrapolation de Justus	21
II.7 PRESENTATION DES COMPOSANTS D'UN AEROGENERATEUR	23
II.8 FONCTIONNEMENT DE L'EOLIENNE	24
II.8.1. Puissance éolienne moyenne utilisable	25
II.8.2. Puissance éolienne moyenne utile	26

II.9 DETERMINATION DU SECTEUR DOMINANT	26
II.9.1. Traitement de la direction des vents	26
II.9.2. Traitement de la vitesse du vent par secteur	27
II.9.3. Rose du vent	27
II.10 CONCLUSION	28
CHAPITRE-III- RESULTATS ET DISCUSSION.....	29
III.1 INTRODUCTION	29
III.2 DONNEES ET OUTILS UTILISES	29
III.2.1. Données de vent	29
III.2.2. Données aérogénérateurs	31
III.2.3. Environnement et Logiciels Utilisés	31
III.3 RESULTAT ET DISCUSSION	33
III.3.1. Potentiel énergétique à 10m de hauteur.....	33
III.3.2. Potentiel énergétique à différentes hauteurs	37
III.3.3. Potentiel énergétique utile	40
III.4 CONCLUSION.....	44
CONCLUSION GENERALE.....	45
REFERENCES.....	46

LISTE DES FIGURES

Chapitre-I-

Figure (I-1) : Projection à l'horizon 2050 de l'évolution des capacités cumulées d'éolien en mer installées dans le monde.	3
Figure (I-2) : Evolution des capacités de production d'électricité éolienne dans le monde en GW (2001-2019).	4
Figure (I-3) : Les différents type d'installation éolienne en mer a) éolienne fixe ; b) éolienne flottante.	5
Figure (I-4) : Evolution des puissances unitaires des aérogénérateurs.	6
Figure (I-5) : la vitesse du vent disponible à 50m onshore et offshore d'une carte d'un atlas mondial en 2018.	7
Figure (I-6) : Atlas européen du gisement éolien terrestre et offshore réalisé en utilisant le logiciel de modélisation des écoulements WAsP.	8
Figure (I-7) : Evolution de puissance éolienne offshore installée et connectée au réseau en Europe entre 1993-2019 (en MW).	9

Figure (I-8) : Atlas de la vitesse moyenne du vent estimée à 50 m au Maroc. _____	10
Figure (I-9) : Atlas de densité de puissance du Maroc estimée à 50 m au-dessus du niveau de la mer. _____	10
Figure (I-10) : Cartes des vents à 10 m du sol. _____	11
Figure (I-11) : Atlas de la vitesse moyenne du vent de l'Algérie estimée à 10 m du sol en 2006. _____	12
Figure (I-12) : Carte des vents à 10 m du sol établie par : a) Chellali et al en 2011 ; b) Boudia et al en 2013. _____	13
Figure (I-13) : Cartes des vents à 10 m du sol par : c) Nedjari et al ; d) Boudia et Santos établies en 2018. _____	14
Figure (I-14) : Carte de la vitesse moyenne en méditerranée à 10m d'altitude. _____	14
Figure (I-15) : Carte représentant la direction en fonction de la vitesse moyenne à 10m. _____	14

Chapitre-II-

Figure (II-1) : Histogramme de vitesse du vent ajusté par la distribution de Weibull du site de OUARGLA. _____	18
Figure (II-2) : Conversion de l'énergie cinétique du vent. _____	23
Figure (II-3) : Schéma d'un aérogénérateur. _____	23
Figure (II-4) : Ferme éolienne offshore installé au Danemark. _____	24
Figure (II-5) : Courbe typique de puissance récupérée $P(W)$ en fonction de la vitesse du vent $V(m/s)$ _____	24
Figure (II-6) : Division des 8 secteurs du rose du vent. _____	27
Figure (II-7) : Rose du vent du site de OUARGLA. _____	28

Chapitre-III-

Figure (III-1) : Positions des stations de mesure en méditerranée et les villes dans l'Algérie. _____	30
Figure (III-2) : Organigramme du deux (2) programmes développés « A » et « B ». _____	32
Figure (III-3) : Distribution de Weibull hybride du site d'Alger. _____	34
Figure (III-4) : Distribution de Weibull du site d'Annaba. _____	34
Figure (III-5) : Distribution de Weibull du site d'Oran. _____	34
Figure (III-6) : Carte de la vitesse moyenne à 10 m. _____	35
Figure (III-7) : Rose du vent de la station d'Alger à 10m. _____	36
Figure (III-8) : Rose du vent de la station d'Annaba à 10m. _____	36
Figure (III-9) : Rose du vent de la station d'Oran à 10m. _____	36
Figure (III-10) : Carte de la vitesse moyenne pondérée et la direction dominante en mer méditerranée. _____	37
Figure (III-11) : Carte de la vitesse moyenne extrapolée à 50 m. _____	38

Figure (III-12) : Carte de la vitesse moyenne extrapolée à 100 m. _____	38
Figure (III-13) : Carte de la vitesse moyenne extrapolée à 150 m. _____	39
Figure (III-14) : Carte de la vitesse moyenne extrapolée à 200 m. _____	39
Figure (III-15) : Puissance récupérée par la machine « SCD » sur le site d'Alger à 10m et 100m. _____	40
Figure (III-16) : Puissance récupérée par la machine « SCD » sur le site d'Annaba à 10m et 100m. _____	40
Figure (III-17) : Comparaison la puissance récupérée par la machine « SCD » sur le site d'Oran à 10m et 100m. _____	41
Figure (III-18) : Valeur de la vitesse moyenne à 3 altitudes différentes pour chaque station. _____	42
Figure (III-19) : Puissance sortie des 3 machines pour chaque station. _____	42
Figure (III-20) : Profondeur de la mer méditerranée de la bande côtière d'Algérie. _____	43
Figure (III-21) : Proposition des positions d'installations des fermes éoliennes. _____	43

LISTE DES TABLEAUX

Chapitre-II-

Tableau (II-1) : Correspondance entre la longueur de rugosité z_0 , les caractéristiques du terrain et les classes de rugosité. _____	22
--	----

Chapitre-III-

Tableau (III-1) : Coordonnées des stations de mesure. _____	29
Tableau (III-2) : Nombre des données brutes, traité et le pas du temps de chaque station. _____	30
Tableau (III-3) : Type des aérogénérateurs choisis. _____	31
Tableau (III-4) : Paramètres de Weibull et vitesses moyennes à 10m pour chaque station. _____	33
Tableau (III-5) : Direction dominante de chaque station. _____	35
Tableau (III-6) : Extrapolation des vitesses du vent à plusieurs altitudes. _____	38

INTRODUCTION GENERALE

L'homme naviguait en mer depuis des siècles en utilisant les voiles et le premier moulin à vent fût apparu en Perse en 200 AV J.C pour moulinier le grain et pomper de l'eau [1]. Aujourd'hui les moulins à vent sont utilisés pour la production de l'électricité pour les applications connectées au réseau électrique ou hors réseau (isolé) dans le monde entier.

La capacité mondiale d'énergie éolienne a augmenté rapidement du fait du :

- Développement technologique ;
- De la disponibilité des éoliennes de puissance de l'ordre du méga Watts (MW) ;
- De l'acceptabilité commerciale ;
- De l'efficacité des éoliennes dans les zones à faible vitesse du vent ;
- Du réchauffement climatique.

En conséquence, plusieurs nouveaux projets sont lancés et mis en service dans différentes régions du monde, surtout ceux en offshore [2].

Les guides de dimensionnement relatifs à la construction, l'installation et le dimensionnement des éoliennes offshore ainsi que les structures sont peu nombreux et sont généralement basés sur le comportement des structures pétrolières offshore dont les fondations sont majoritairement des pieux flexibles [3].

Les premiers projets d'énergie renouvelable en Algérie ont été mis en œuvre au Sahara (le centrale hybride de Hassi R'Mel d'une capacité de 30MW [4], la ferme éolienne de Adrar de 10MW [4], le parc PV d'une puissance de 1,1MW sis à Ghardaïa [5]). Alors que les centrales photovoltaïques se multiplient en Algérie et ce au vu du cout du kWh qui diminue, les projets éoliens concernent toujours les évaluations du potentiel éolien et la détection des sites ventées susceptibles de recevoir des fermes éoliens et choisir les sites à partir des conditions qui déterminer si la zone est propice à l'étude ou non (par exemple ne peut pas installer une ferme d'éolienne en voisinage des zones urbaines).

L'objectif de la présente étude, consiste à estimer l'énergie électrique que l'on peut produire par des aérogénérateurs installés en offshore dans le bassin de la mer méditerranée occidentale. Pour ce là, les données vent de sites Algériens sont traitées à l'aide d'un programme réalisé sous MATLAB. Le programme permettra de calculer tous les paramètres nécessaires (paramètres de Wei-bull, vitesse moyenne, vitesse maximale, fréquence, densité de puissance, directions, secteur dominant du vent) à une hauteur donnée. Les caractéristiques d'éolienne offshore existante sur le marché mondial sont utilisées pour estimer la production énergétique annuelle et choisir d'après les résultats l'aérogénérateur optimal pour le site offshore en Algérie.

CHAPITRE -I- ETAT DE L'ART

I.1 INTRODUCTION

Ce chapitre est pour but de passer en revue les différents travaux effectués au préalable portant sur l'étude et l'évaluation du potentiel éolien offshore dans différentes zones à travers le monde, en particulier la méditerranée qui fait l'objet de notre étude. Les travaux de recherche menés dans le cadre de l'évaluation du potentiel énergétique et les cartes du vent de l'Algérie sont présentés ainsi que des définitions et les catégories d'éolienne offshore.

I.2 HISTORIQUE DE L'EOLIEN OFFSHORE

Dès 1930, l'ingénieur Hermann Honnef est le premier à proposer l'installation « offshore » d'éoliennes de 20 MW sur un ponton flottant ancré au fond de la mer.

Il faut attendre 1970, pour que William Edward Heronemus, de l'Institute of Technology (MIT) et pionnier de l'éolien offshore aux États-Unis présente un concept proche de celui d'Honnef : une ferme éolienne de 6 MW composée de trois machines de 2 MW sur une structure flottante ancrée au fond de la mer. Il propose en 1972 un projet de 13 600 éoliennes flottantes.[4]

Si tous ces projets sont restés à l'état d'étude, l'éolien offshore est relancé en 1979 par le réseau électrique anglais CEGB (Central Electricity Generating Board), qui confirme la nécessité de développer des fermes éoliennes offshore face aux limites de l'éolien terrestre (impacts visuels et sonores). A ce titre, en 1983, un projet de 800 MW utilisant des éoliennes de 100 mètres de diamètre est financé.

En 1991, un parc éolien offshore constitué de 11 éoliennes terrestre légèrement modifiées, de puissance unitaire de 450 kW, est installé au Danemark à 2,5 km de la côte en eaux très peu profondes (moins de 5 mètres).[4]

Durant les années 1990, le Danemark et deux autres pays pionniers du secteur éolien offshore (les Pays-Bas et la Suède) lancent des programmes de grande envergure. Ces pays disposent de plateaux continentaux étendus et peu profonds propices à l'installation d'éoliennes offshore. Au milieu des années 2000, le Royaume-Uni et l'Allemagne se lancent à leur tour dans l'éolien offshore à grande échelle avec le parc de Middelgrunden.

En 2001, le Danemark inaugure le plus grand parc éolien offshore de l'époque et une nouvelle génération d'éoliennes : 20 éoliennes de 2 MW, distantes de 180 m et disposées en un arc de cercle de 3,4 km de long.[4]

En 2011, la France se lance dans l'éolien offshore avec un projet de 1 930 MW installés sur quatre (4) différents sites.

Si les premiers prototypes d'éoliennes offshore étaient de simples copies des éoliennes terrestres, les machines se sont peu à peu adaptées à la mer. Les développements technologiques actuels et en particulier l'évolution attendue des machines en taille et en puissance, sont d'ailleurs caractéristiques des éoliennes offshore.[4]

Pour l'ouest, seul un parc éolien offshore est actuellement opérationnel aux États-Unis: le « Block Island Wind Farm », achevé fin 2016 au large de l'Etat du Rhode Island, capable de produire 30 mégawatts [6].

Dans les années à venir, l'énergie éolienne va avoir un rôle grandissant dans les bilans énergétiques, Ce domaine est toujours en croissance et développement. Par exemple, les technologies d'éolien far-shore, c'est-à-dire en haute-mer à plus de 30 kilomètres des côtes, ouvrent des perspectives encore plus intéressantes que l'éolien offshore classique. En effet, le vent du large est plus régulier et plus soutenu, sans compter que le partage de l'espace maritime y est moins problématique que près des côtes. La *Figure (I-Figure (I-2))* représente l'évolution à l'échelle mondiale de la production d'électricité en offshore.

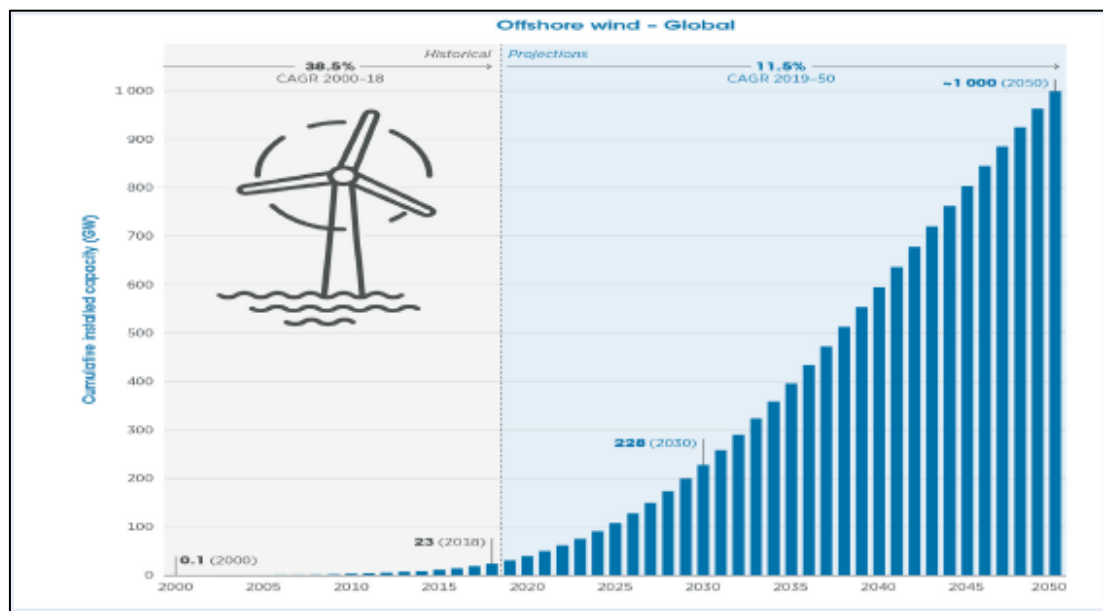


Figure (I-1) : Projection à l'horizon 2050 de l'évolution des capacités cumulées d'éolien en mer installées dans le monde (crû de manière exponentielle)[7].

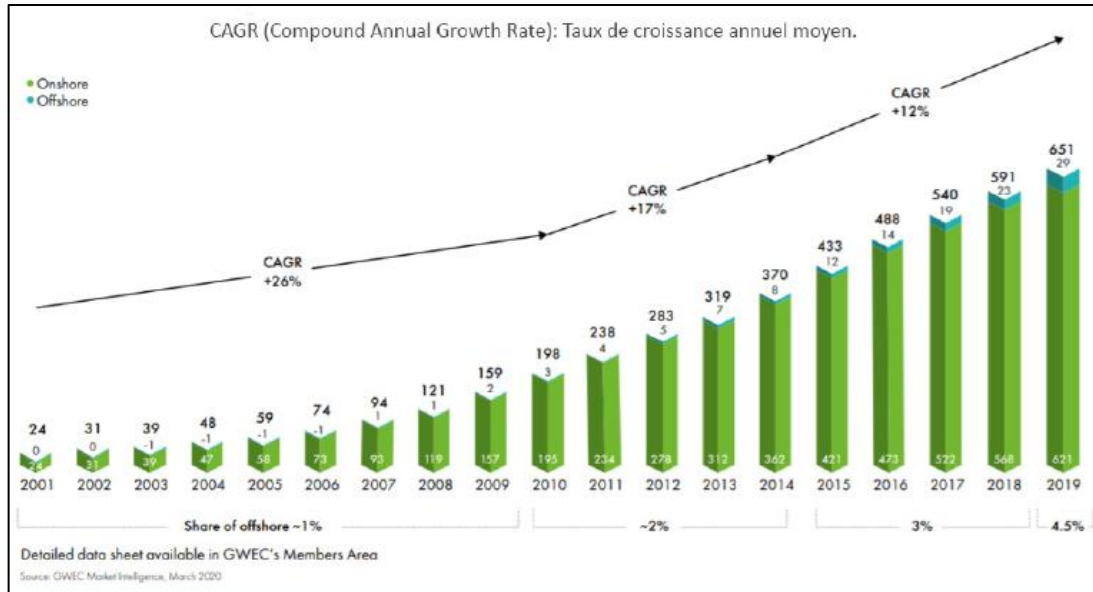


Figure (I-2) : Evolution des capacités de production d'électricité éolienne dans le monde en GW (2001-2019) [7].

I.3 EOLIENNES OFFSHORE

Il est probable que les énergies renouvelables jouent un rôle de plus en plus important à moyen et long terme dans des scénarios énergétiques respectueux de l'environnement. Parmi les énergies renouvelables, il existe trois grandes familles : l'énergie d'origine mécanique « éolien », énergie électrique « panneaux photovoltaïques » et l'énergie sous forme de la chaleur (géothermie, solaire thermique, ...). Parmi toutes les énergies renouvelables, le vent a d'abord été exploité par l'homme.[2]

Par ailleurs, les technologies d'éolien en mer (offshore) se sont donc adaptées aux conditions particulières du milieu maritime, et ont évolué au fil du temps pour créer deux types d'éolienne offshore, à savoir :

- L'éolienne offshore fixé en mer ;
- L'éolienne offshore flottante.

I.3.1. Fixation des aérogénérateurs en Mer [8]

a) L'éolienne offshore fixée en mer (pour profondeur $\leq 50m$)

On trouve :

- L'éolienne offshore à fondation « mono-pieu » ;
- L'éolienne offshore à fondation en « jacket » ;
- L'éolienne offshore à fondation « gravitaire » ;
- L'éolienne offshore à fondation « caisson » ;
- L'éolienne offshore à fondation « Tripode ».

b) L'éolienne offshore flottante (pour profondeur > 50m)

On trouve :

- L'éolienne offshore flottante à base « Dutch tri- floater » ;
- L'éolienne offshore flottante à base « Barge » ;
- L'éolienne offshore flottante à base « Spar » ;
- L'éolienne offshore flottante à base « Mono-hull TLP ».

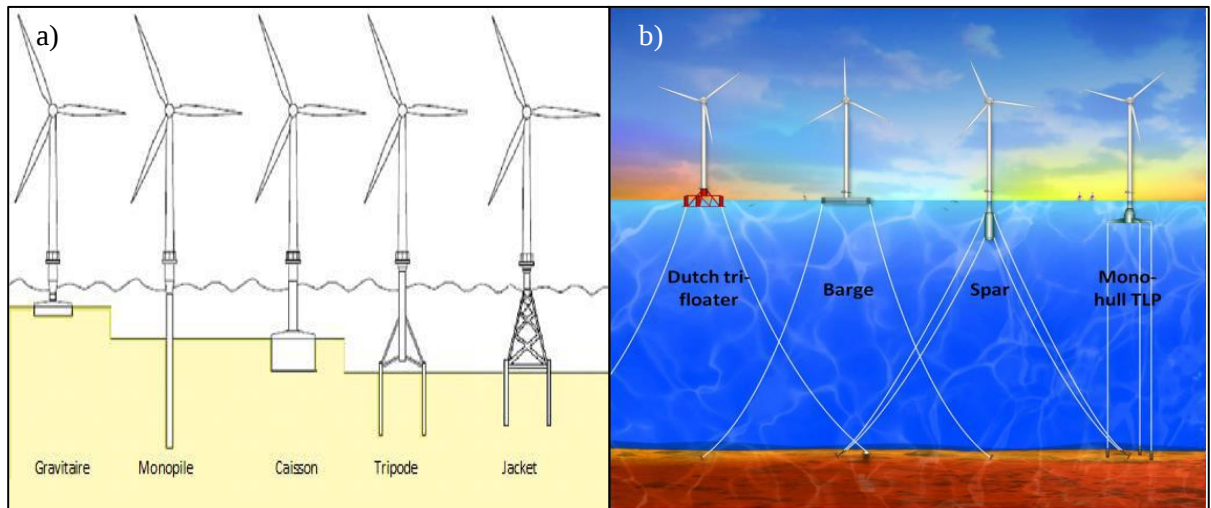


Figure (I-3) : Les différents type d'installation éolienne en mer
a) éolienne fixe ; b) éolienne flottante [8].

I.3.2. Critères de choix de sites éoliens offshore [1]

- La nature du sol ;
- La connexion au réseau électrique ;
- Les éoliennes ;
- Impact sonore et électromagnétique à l'environnement ;
- L'accessibilité du site ;
- La profondeur de la mer ;
- Nature des vagues annuelle et des courant sous mer ;
- Aspects techniques, économiques, environnementaux et administratifs.

I.3.3. Technologie des aérogénérateurs de puissance

Un générateur éolien ou aérogénérateur, est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent (fluide en mouvement) en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice. L'aérogénérateur est équipé d'un rotor rapide de deux ou trois pales, couplé à un stockage ou non de l'électricité (inutile pour les équipements connectés au réseau électrique).

Il y a trois critères prévalent pour le dimensionnement d'éoliennes en mer :[9]

- La vérification de la résistance aux ELU (capacité ultime) sous chargements combinés (vérification de la fiabilité du sol) ;
- Le respect des critères en déplacement sous chargements ELS (étude la stabilité d'une machine) ;
- Le comportement à la fatigue sous chargements ELF (étude de la fréquence « résonance » du système).

Au vu de la demande énergétique, les éoliennes tendent à augmenter en puissance nominale comme le montre la *Figure (I-4)*.

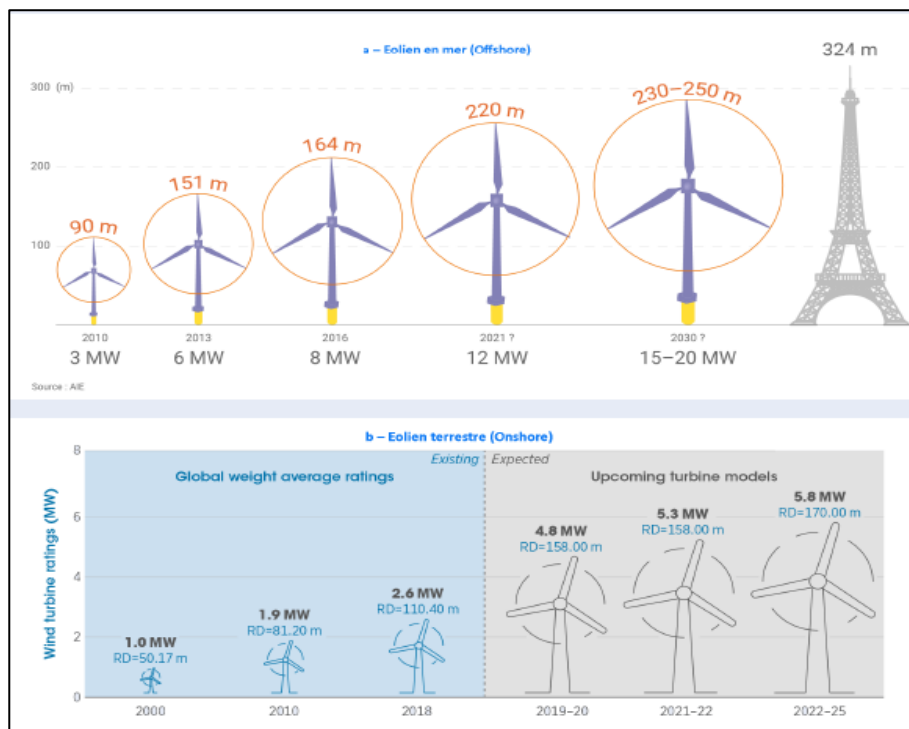


Figure (I-4) : Evolution des puissances unitaires des aérogénérateurs[10].

I.4 ETUDES BIBLIOGRAPHIQUES D'EOLIEN OFFSHORE DANS LE MONDE

La *Figure (I-5)* représente la potentiel onshore et offshore à travers un atlas mondial (l'Afrique du Nord, l'Europe, les îles de l'océan atlantique) réalisé par l'Université technique du Danemark en 2018.

La *Figure (I-6)* représente l'Atlas Européen du gisement éolien terrestre et offshore établi par Laboratoire national Risø en Danemark en 2009.

On remarque que les zones le plus ventées sont situées dans le nord d'Europe, sud du France, côte ouest et sud-ouest du Maroc, îles de l'océan Atlantique et Détroit de Gibraltar. Les deux figures ayant les mêmes zones ventées en l'Europe où les valeurs numériques sont proches. D'autre part, le potentiel du vent offshore est plus important que l'onshore surtout dans le nord, surtout pour les pays côtiers comme la Grande-Bretagne, l'Allemagne et le Danemark qui possède le plus grand nombre d'éoliennes installées dans le monde la *Figure (I-7)*.

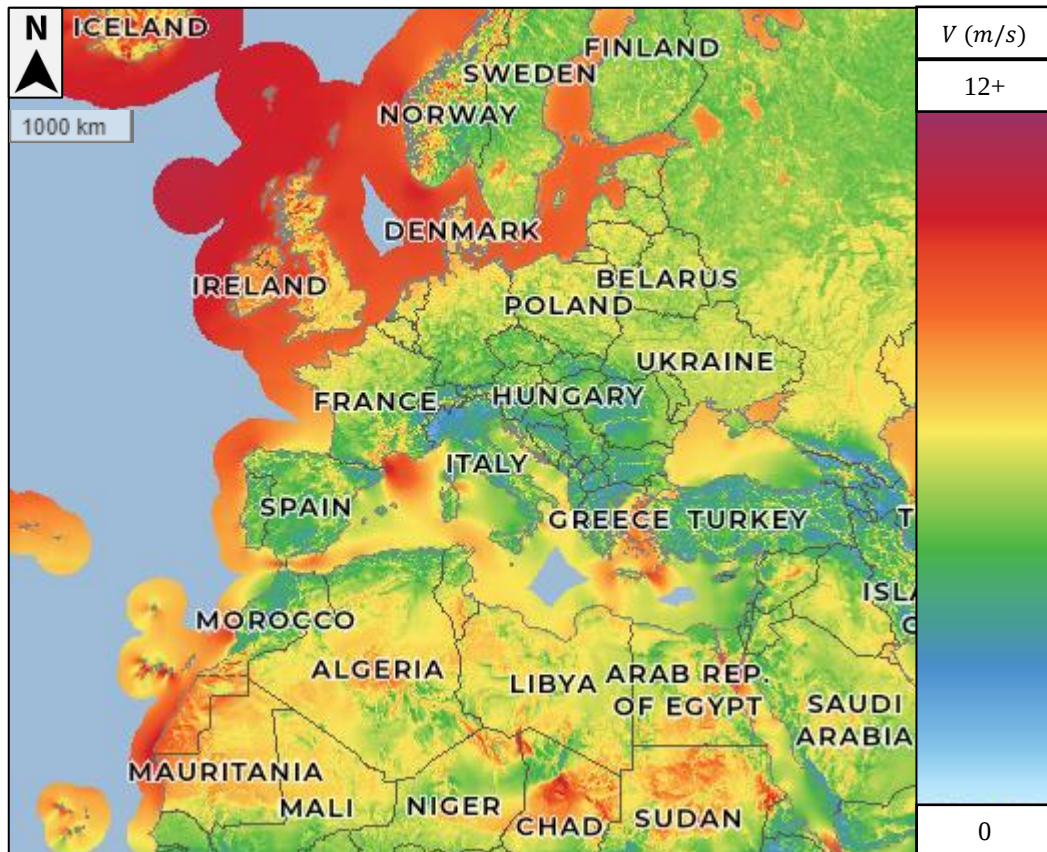


Figure (I-5) : la vitesse du vent disponible à 50m onshore et offshore d'une carte d'un atlas mondial en 2018 (réalisé par l'Université technique du Danemark).

Il faut souligner que, la rugosité du sol en mer est un paramètre négligeable qui n'intervient pas pour le choix d'un site en offshore. La profondeur de la mer est l'unique facteur à considérer.

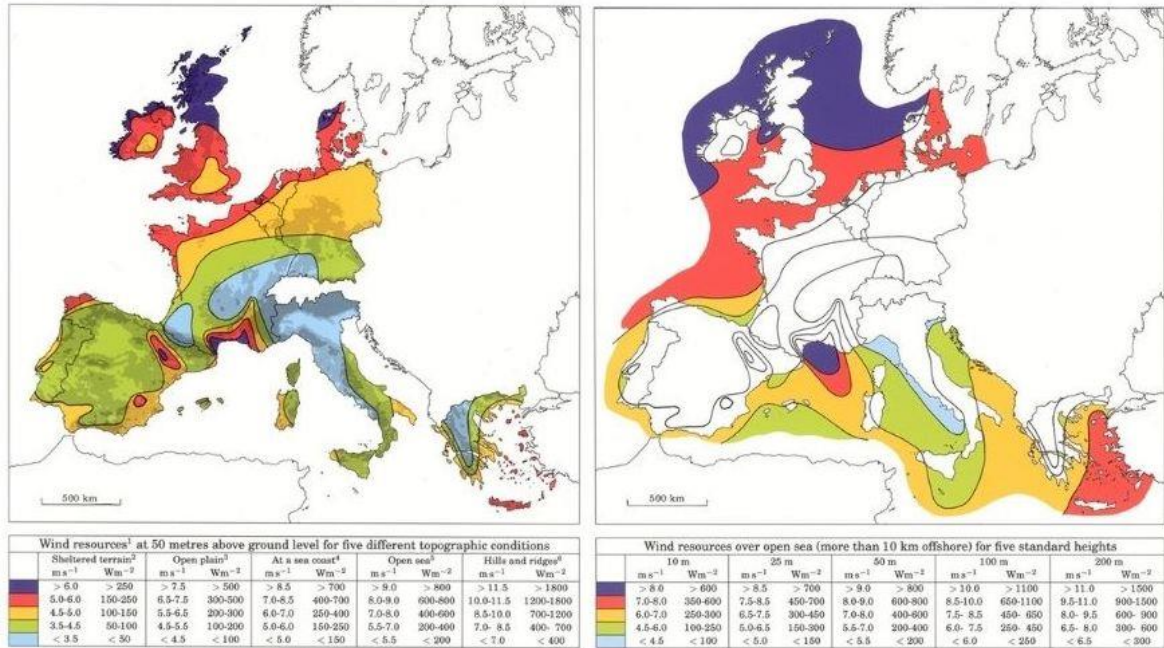


Figure (I-6) : Atlas européen du gisement éolien terrestre et offshore réalisé en utilisant le logiciel de modélisation des écoulements WAsP (Laboratoire national Risø en Danemark, 2009).

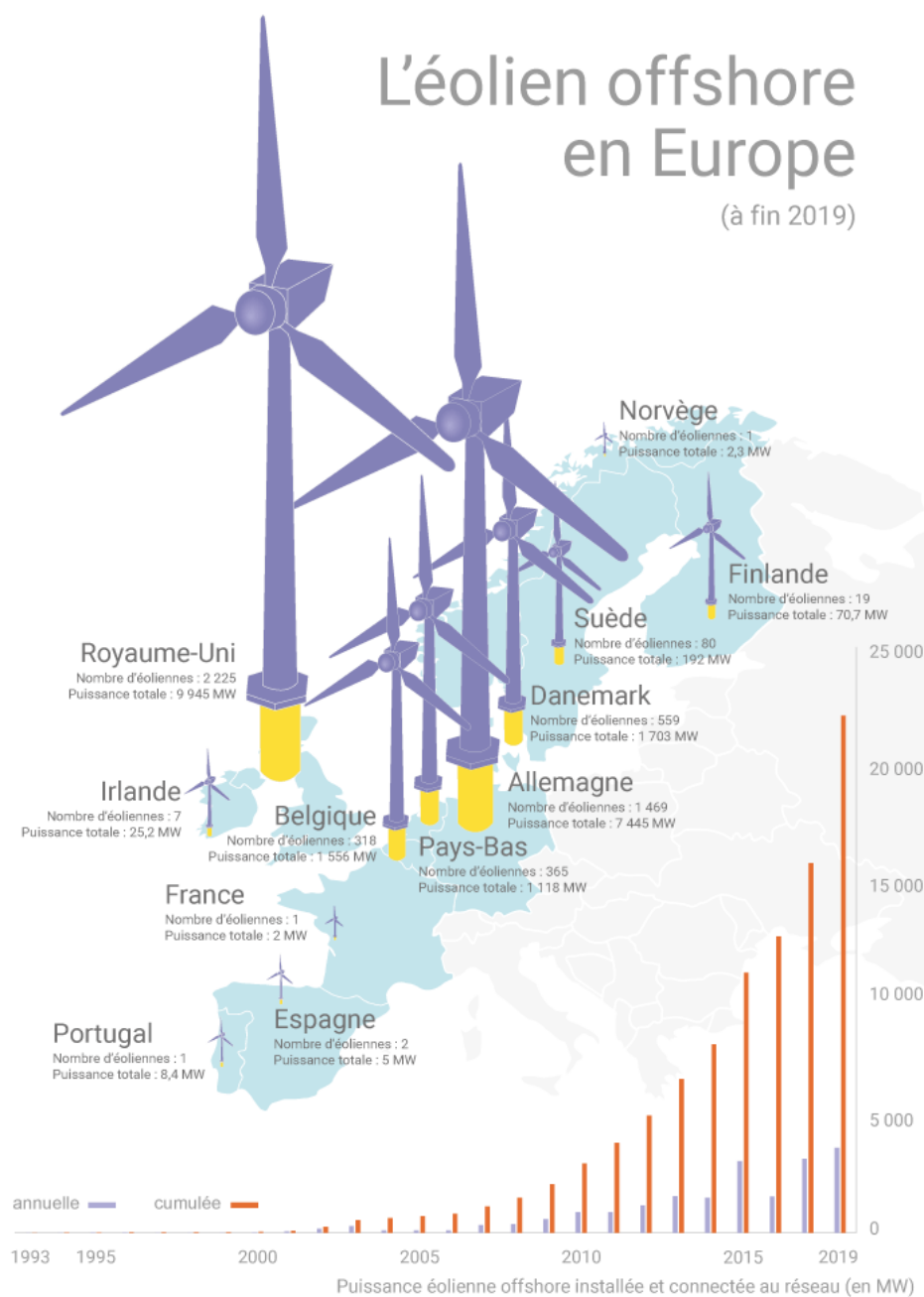
Les régimes des vents en Europe sont influencés par trois facteurs majeurs : [11]

- La grande différence de température entre l'air polaire au nord et l'air subtropical au sud ;
- La répartition des terres et des mers dans le continent ;
- L'océan Atlantique à l'Ouest, l'Asie à l'Est, la mer Méditerranée et l'Afrique au sud ;
- Les barrières orographiques majeures telles que les Alpes, les Pyrénées et la chaîne montagneuse Scandinave.

Du point de vue de l'énergie éolienne, il semble suffisant de distinguer deux types de climats éoliens en Europe, [11] :

- Les climats éoliens à des endroits où la puissance qui peut être convertie à partir du vent provient principalement des cyclones se déplaçant vers l'Est ;
- Les climats éoliens à des endroits où la puissance qui peut être convertie à partir du vent n'est que partiellement - voire pas du tout - due aux cyclones se déplaçant vers l'Est.

Les cyclones : « sont des systèmes des vents associés à des centres de basse pression qui se créent le long du front polaire qui sépare les masses d'air polaire froid et subtropical plus chaud ».



Source : WindEurope

© 2020 – connaissance-des-energies.org

Figure (I-7) : Evolution de puissance éolienne offshore installée et connectée au réseau en Europe entre 1993-2019 (en MW) [source : WindEurope].

En 2014, A.Benaboud et all, a présenté l'Atlas éolien de l'Atlantique (site de Sidi Moussa et Fom Draa) et la Méditerranée (déroit de Gibraltar) au Maroc. L'étude statistique des mesures de vent est basée sur la distribution de Weibull, ce qui a permis de déterminer les vitesses moyennes annuelles du vent. Cela a permis la réalisation d'une carte des vents de la zone d'étude la Figure (I-8).

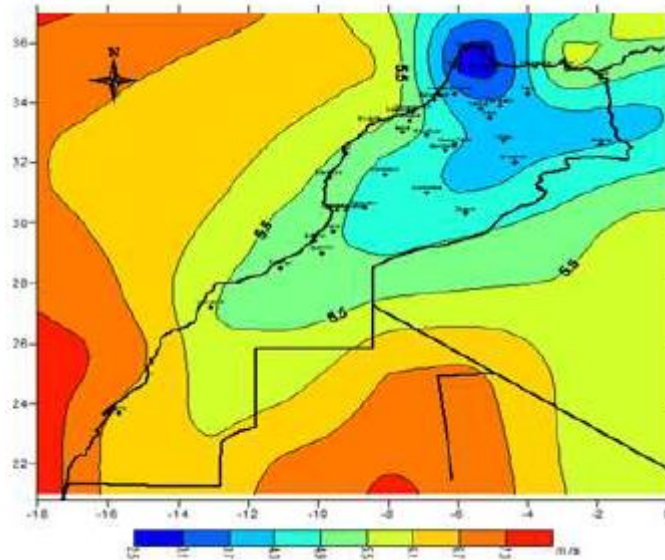


Figure (I-8) : Atlas de la vitesse moyenne du vent estimée à 50 m au Maroc,[12].

La seconde partie de l'étude est consacrée à l'estimation de la densité de puissance du potentiel éolien de la Méditerranée, en présentant l'atlas de la région Figure (I-9). Les résultats ont montré que le site du détroit de Gibraltar est le plus venté dans la zone d'étude [12, 13] .

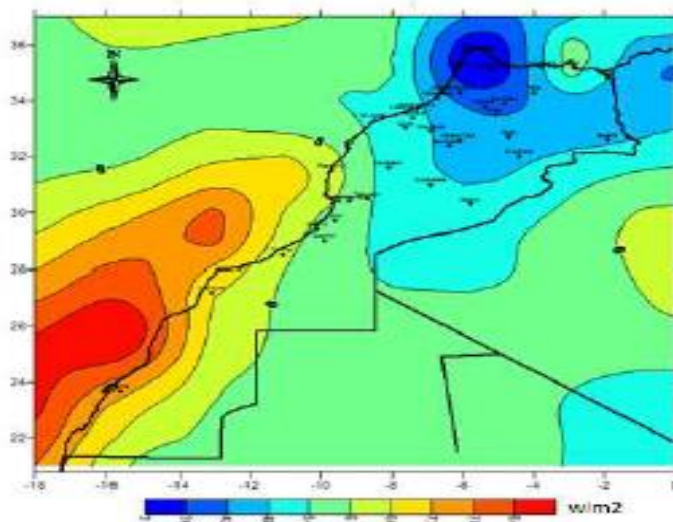


Figure (I-9) : Atlas de densité de puissance du Maroc estimée à 50 m au-dessus du niveau de la mer,[12].

I.5 TRAVAUX REALISES EN ALGERIE

Les premiers travaux Algériens sur le potentiel éolien ont été publiés par Said et al,[13] , qui a conclu que l'Algérie offre de faibles possibilités en matière d'utilisation de l'énergie du vent. Il a proposé une autre étude en 1988 [14], en estimant les vitesses et les fréquences moyennes de 22 stations. En utilisant le code WAsP, Hammouche a présenté un travail sur l'étude statistique de 37 stations en Algérie, qui lui a permis la production des résultats de la vitesse du vent,[14]. En 1994, Kasbadji-Merzouk a publié la première carte du vent de l'Algérie, [14]. Le même auteur a publié en 1999, [14] les cartes de la vitesse du vent permettant l'identification des régions prometteuses en matière d'énergie éolienne. Elle a montré que pour qu'un site soit jugé exploitable avec une petite éolienne, il faut disposer au minimum d'une vitesse de l'ordre de 6 m/s. Ceci est possible, lorsque les éoliennes sont installées à des altitudes supérieures ou égales à 25 mètres. Par ailleurs, étant donné que généralement les différentes mesures prélevées, se font à 10 mètres du sol et que les formules empiriques d'extrapolations ont été établies pour des climats différents du notre, une étude expérimentale détaillée, doit être établie pour la correction de ces dernières. Kasbadji-Merzouk a démontré les limites des méthodes d'interpolation, pour l'atlas du vent du Nord-est de l'Algérie, [15]. En 2000, elle a amélioré cette carte en portant le nombre de stations à 46 et en utilisant la distribution hybride de Weibull [16]. D'autres travaux portent sur les cartes saisonnières du vent en Algérie *Figure (I-10)* et sur l'Atlas Energétique Eolien de l'Algérie, [17].

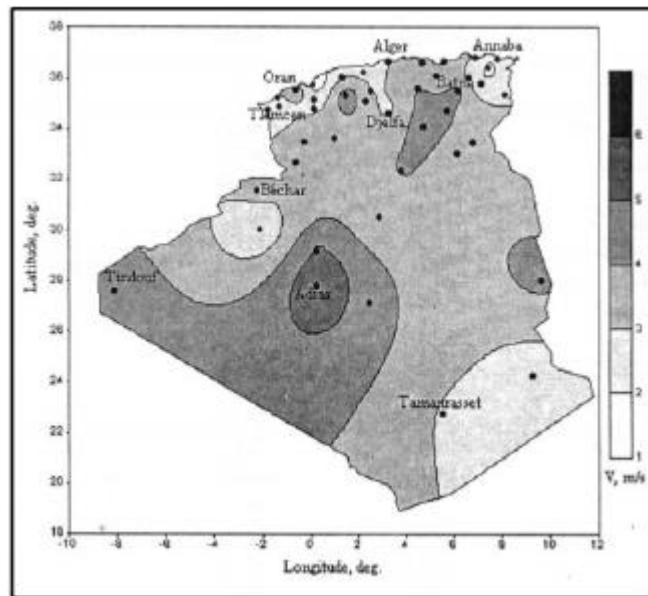


Figure (I-10) : Cartes des vents à 10 m du sol établies,[18].

En 2002, Kasbadji–Merzouk a présenté un autre article portant sur l'Évaluation du potentiel éolien pour les microrégions ventées en utilisant le modèle de masse consistante, AILOS, [19]. Il apparait nettement que l'interpolation spatiale est dépendante du nombre de points de mesures. En effet, plusieurs microclimats très ventés à apparaissent.

En 2006, le même auteur a mis en place un Atlas éolien à l'aide d'un système d'information géographique, (SIG),[20]. Elle a obtenu une carte des vitesses moyennes du vent de l'Algérie estimée à 10 m du sol, L'étude a montré qu'à l'exception les régions côtières, la vitesse du vent moyenne est supérieure à 3 m/s. le maximum est obtenu dans la région d'Adrar avec une vitesse moyenne de 6.5m/s.

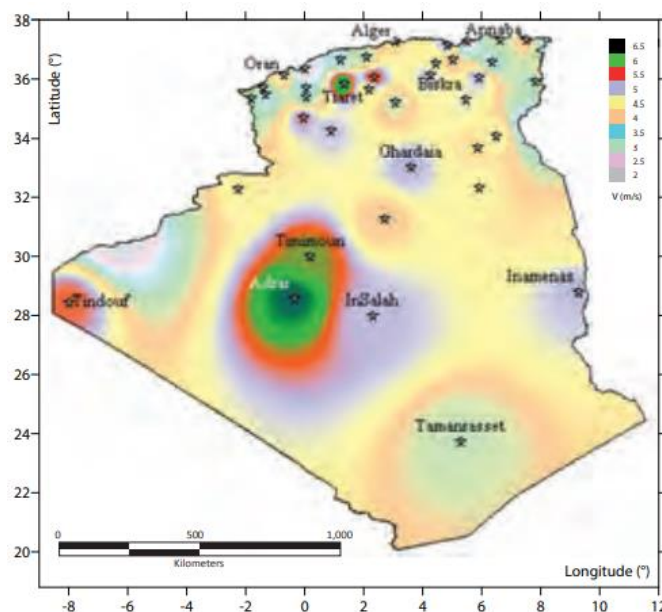


Figure (I-11) : Atlas de la vitesse moyenne du vent de l'Algérie estimée à 10 m du sol en 2006.

En 2008, Boukli et al, [21], ont présenté un travail sur le gisement éolien de la vallée du Cheliff. Diaf et al [22], ont publié un travail sur l'Évaluation des ressources des énergies éoliennes dans le sud de l'Algérie. Dans cet article, une analyse d'utilisation d'énergie éolienne, comme source d'énergie de remplacement dans six sites choisis, est présentée.

Ces sites sont largement distribués dans le sud de l'Algérie. L'analyse a montré qu'au sud Algérien, le potentiel éolien disponible varie entre 160 et 280 W/m² à l'exception de Tamanrasset. Le maximum est obtenu à Adrar, avec 88 % du temps où la vitesse de vent est au-dessus de 3 m/s.

D'autres travaux récents de Himri et al. [23, 24] ont permis le calcul des paramètres de Weibull pour la distribution de vitesse du vent à quinze lieux différents en Algérie. Dans un autre papier, Himri et al, [25] ont présenté l'étude de la production énergétique et l'analyse économique d'une ferme éolienne d'une capacité de 30 MW installée à trois endroits différents de l'Algérie.

Youcef Ettoumi et al, [26] ont effectué une évaluation du potentiel éolien pour cinq sites en Algérie à partir de neuf types d'éoliennes de petite et moyenne puissance nominale. Dans une autre étude d'Himri et al. ([27]-[28]) une analyse des données de vitesse du vent et l'énergie éolienne disponible à Timimoune, a été effectuée.

Abdeslam et al, [29], ont mené une étude sur le gisement éolien de la zone de Ténès à l'aide du logiciel WAsP. Cette étude a porté sur le couplage l'éolien avec l'unité de dessalement de l'eau de mer du site de Ténès.

Une étude détaillée du comportement stochastique du vent a été menée par Chellali en 2011 [30] et en 2013 par Boudia [31] comme représenté dans la *Figure (I-11)*. La *Figure (I-12)* représente les derniers travaux dans ce domaine, réalisés en 2018.

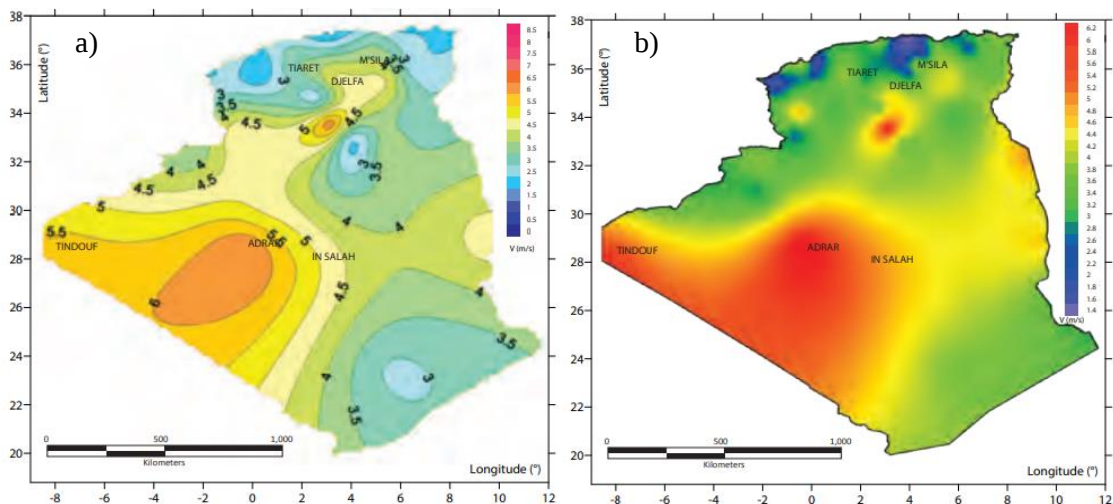


Figure (I-12) : Carte des vents à 10 m du sol établie par : a) Chellali et al en 2011 ; b) Boudia et al en 2013.

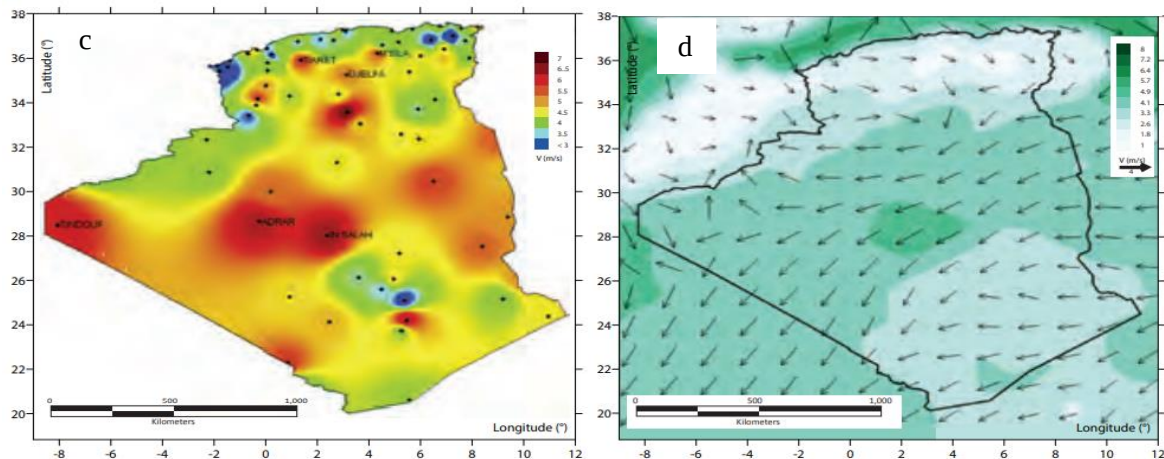


Figure (I-13) : Cartes des vents à 10 m du sol par : c) Nedjari et al ;
d) Boudia et Santos établies en 2018.

Le potentiel offshore a été traité à 10 m en 2021 par R. Belarbi [4] .

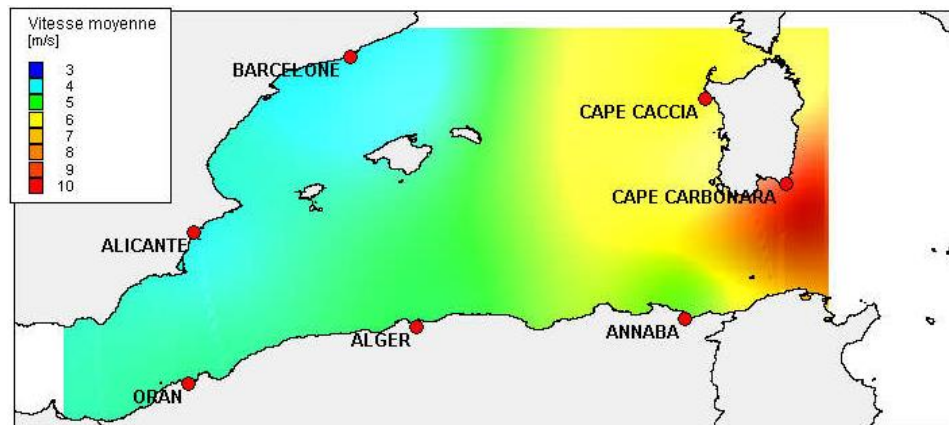


Figure (I-14) : Carte de la vitesse moyenne en méditerranée à 10m d'altitude.

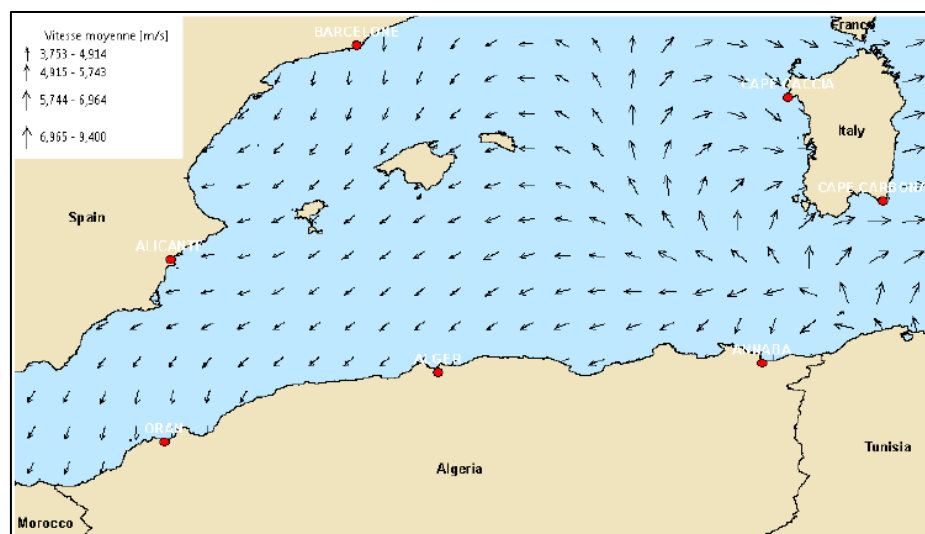


Figure (I-15) : Carte représentant la direction en fonction de la vitesse moyenne à 10m.

I.6 CONCLUSION

En conclusion et après études des travaux effectués ultérieurement, il a été convenu de poursuivre le travail en réalisant les étapes suivantes :

- Sélectionner des aérogénérateurs de la littérature ;
- Calculer les nouvelles vitesses du vent par extrapolation des coefficients « K (facteur de forme) » et « C (facteur d'échelle) » à l'altitude d'un aérogénérateur ;
- Etablir les cartes du vent et faire des comparaisons avec les cartes que j'ai trouvées pour connaître la crédibilité des résultats ;
- Calculer la performance énergétique d'un aérogénérateur et comparer les résultats et choisir l'aérogénérateur optimale du pont vu économique et technologique.

CHAPITRE -II-
MODELISATION DU POTENTIEL
EOLIEN OFFSHORE

II.1 INTRODUCTION

La principale étape pour les applications éoliennes (offshore ou onshore) consiste à connaître localement la nature des vents du lieu où l'on souhaite implanter des machines éoliennes. D'autre part, les données du vent permettent de définir le potentiel du site ainsi que la nature des éoliennes à utiliser et leur répartition optimale. Dans le présent chapitre nous allons donner les définitions de base permettant d'estimer le potentiel énergétique d'éolien d'un site et présenter certains modèles d'extrapolation utilisées afin de choisir le modèle optimal pour bien déterminer le potentiel offshore à une hauteur désirée.

II.2 CARACTERISATION DE LA VITESSE DU VENT

La puissance énergétique éolienne moyenne disponible récupérée par la surface de la roue d'une éolienne A , s'écrit,[32] :

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A V_m^3 \quad II.1$$

« ρ » désigne la masse volumique, paramètre généralement considérée comme constante et avoisinant en moyenne 1.25 kg/m^3 .

L'expression précédente (II.1) montre que la puissance disponible varie avec la vitesse cubique moyenne du vent. Cette dernière est déterminée à partir d'un traitement statistique des données du vent brutes et le calcul des fréquences à un seuil donné de vitesse,[17].

II.3 MODELES D'AJUSTEMENT

A partir de la forme des nuages de points obtenus, les études de modélisation de la distribution des vitesses du vent ont été orientées vers des modèles associant puissance et exponentielle. Les modèles usuels étant :

- La distribution de Weibull ;
- La distribution hybride de Weibull.

II.3.1. Distribution de Weibull

Le modèle le plus utilisé pour traduire la variation des vitesses de vent est la loi de distribution de Weibull. Sa densité de probabilité se présente sous la forme [33]:

$$f(V) = \left(\frac{k}{C}\right) \left(\frac{V}{C}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{V}{C}\right)^k\right) \quad II.2$$

$f(V)$ représente les fréquences de la vitesse du vent pour une vitesse donnée

k : Facteur de forme qui caractérise la forme de la distribution de fréquence, sans dimension ;

C : Facteur d'échelle qui détermine la qualité du vent [m/s];

V : Vitesse du vent [m/s].

" k " et " C " sont appelés communément les paramètres de Weibull. La détermination de ces paramètres permet la connaissance de la distribution des vents pour un site donné.

II.3.2. La distribution hybride de Weibull

Cette distribution est utilisée lorsque la fréquence des vents calmes ($V = 0$) est supérieure ou égale à 15%. En effet, cette proportion ne peut pas être négligée et doit être prise en compte lors de la caractérisation d'un site du point de vue éolien. Cette distribution s'écrit,[20] :

$$\begin{aligned} f(V) &= (1 - f(V = 0)) \left(\frac{k}{C}\right) \left(\frac{V}{C}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{V}{C}\right)^k\right) & \text{pour } V > 0 \\ f(V) &= f(V = 0) = ff_0 & \text{pour } V = 0 \end{aligned} \quad II.3$$

ff_0 Représente la fréquence des vents calmes ou bien vents nuls.

II.3.3. Vitesse moyenne, vitesse cubique moyenne

La vitesse moyenne et cubique moyenne représente le moment d'ordre 1 et d'ordre 3 respectivement de la fonction de répartition de Weibull [34].

La vitesse moyenne est calculée à partir de l'expression suivante :

$$V_m = \int_0^{\infty} V f(V) dV \quad II.4$$

En remplaçant $f(V)$ par la fonction Après intégration on obtient :

$$V_m = C \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad II.5$$

Avec $\Gamma(x)$ dits fonction Gamma définit comme suit :[35]

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} t^{x-1} \exp(-t) dt \quad II.6$$

Et
$$t = \frac{1}{k} + 1$$

Ainsi la vitesse cubique moyenne est donnée par :

$$V_m^3 = \int_0^{\infty} V^3 f(V) dV \quad II.7$$

La moyenne du cube de la vitesse est obtenue après intégration sous la forme suivante :

$$V_m^3 = C^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad II.8$$

Le potentiel du vent offshore est toujours disponible et presque constant. C'est pour cela que la distribution de Weibull hybride ne peut être utilisée qui si la fréquence des vents calmes est nulle en mer, « $f(V = 0) > 15\%$ ». Le modèle le plus adapté serait alors la distribution de Weibull à haute altitude.

J'ai établi un exemple d'histogramme de la vitesse du vent, ajusté par la distribution de Weibull avec leurs paramètres pour un site donné comme représente dans la *Figure (II-1)*.

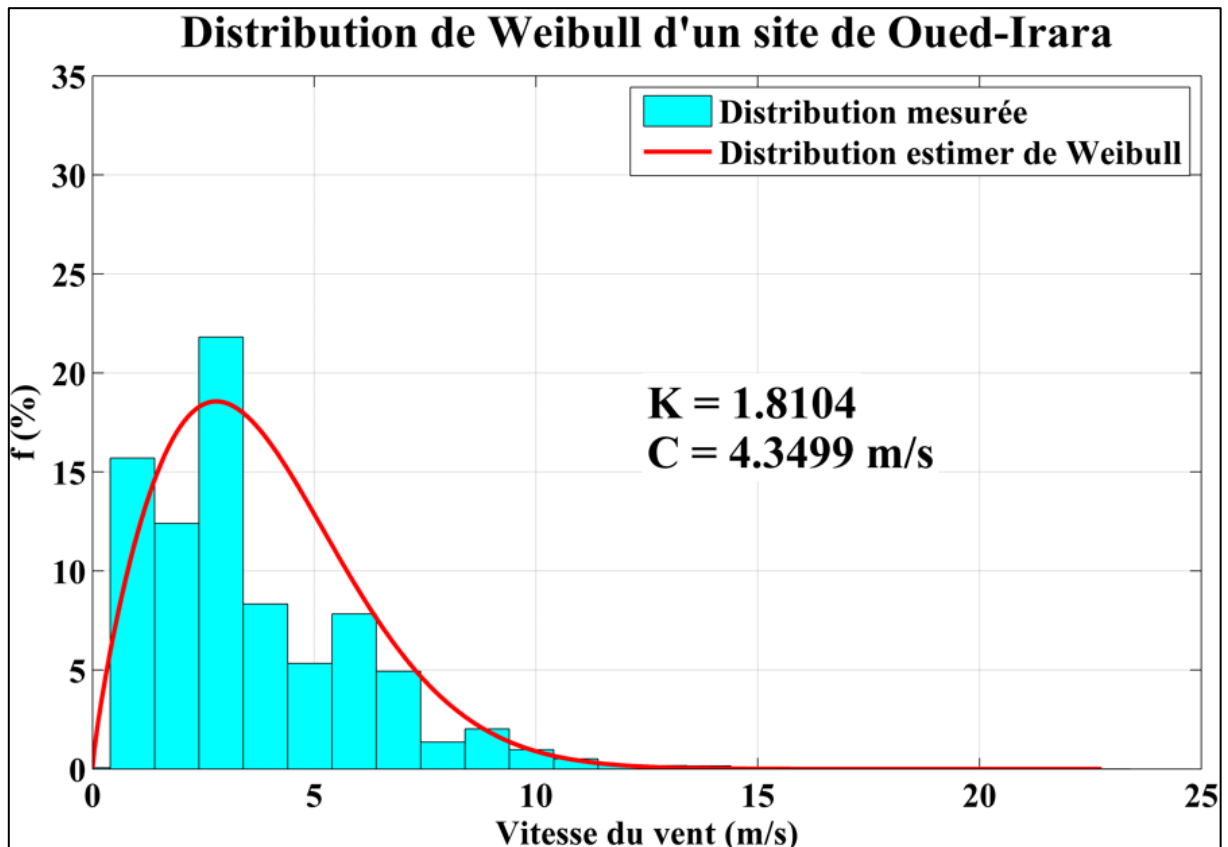


Figure (II-1) : Histogramme de vitesse du vent ajusté par la distribution de Weibull du site de OUARGLA.

II.4 METHODE DE DETERMINATION DES FACTEURS

« K » ET « C »

Les méthodes pour calculer les paramètres de Weibull sont :

- méthode de la vitesse moyenne et de la variabilité des vents (Méthode empirique) ;[20, 36]
- méthode du maximum de vraisemblance [4, 37] .

La fonction « wblfit () » qui existe dans l'environnement MATLAB a été utilisée pour déterminer les paramètres de Weibull. Cette fonction est basée sur la méthode du maximum de vraisemblance résolue grâce à la méthode itérative « Lvenberg-Marquart », [38, 39].

II.5 METHODE DU MAXIMUM DE VRAISEMBLANCE

La méthode du maximum de vraisemblance appliquée à la fonction de distribution de Weibull s'écrit [4, 37] :

$$L_v = \prod_{i=1}^N f(V_i) = \prod_{i=1}^N \frac{k}{C} \left(\frac{V_i}{C} \right)^{k-1} \cdot \exp \left(- \left(\frac{V_i}{C} \right)^k \right) \quad II.9$$

On utilise le logarithme pour avoir une suite de somme :

$$\log(L_v) = \sum_{i=1}^N \log(k) - k \sum_{i=1}^N \log(C) + (k-1) \sum_{i=1}^N \log(V_i) - \sum_{i=1}^N \left(\frac{V_i}{C} \right)^k \quad II.10$$

En dérivant par rapport aux variables recherchées k et C, on obtient deux équations couplées ou L_v est maximale pour $\left(\frac{\partial L_v}{\partial k} \right) = 0$, $\left(\frac{\partial L_v}{\partial C} \right) = 0$, et $\left(\frac{\partial^2 L_v}{\partial k^2} \right) < 0$, $\left(\frac{\partial^2 L_v}{\partial C^2} \right) < 0$, soit :

$$\frac{\partial(\log L_v)}{\partial C} = -\frac{k}{C} N + \frac{k}{C} \sum_{i=1}^N \left(\frac{V_i}{C} \right)^k = 0 \quad II. 11$$

D'où :

$$C^k = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N V_i^k \quad II. 12$$

D'autre part :

$$\frac{\partial(\log(L_v))}{\partial k} = \frac{N}{k} - N \cdot \log(C) + \sum_{i=1}^N \log(V_i) - \frac{\sum_{i=1}^N V_i^k \cdot \log(V_i)}{C^k} + \frac{\sum_{i=1}^N V_i^k \cdot \log(C)}{C^k} = 0 \quad II.13$$

Après les simplifications, on a :

$$\frac{N}{k} + \sum_{i=1}^N \log(V_i) - \frac{\sum_{i=1}^N \log(V_i)}{C^k} = 0 \quad II. 14$$

D'où :

$$\frac{1}{k} = \left(\frac{1}{C^k} \sum_{i=1}^N V_i^k \cdot \log(V_i) - \sum_{i=1}^N \log(V_i) \right) * \frac{1}{N} \quad II.15$$

Les deux équations (II. 12) et (II.15) sont des équations implicites et leur solution ne peut être obtenus que par une méthode itérative.

II.6 EXTRAPOLATION DES PARAMETRES DE WEIBULL

Souvent les données disponibles sont mesurées à 10m. alors que les aérogénérateurs sont installés à des hauteurs de 60m, 90m, 150m, ...etc., c'est pour cela qu'il est nécessaire d'extrapoler les paramètres de Weibull vers la hauteur de l'aérogénérateur. Deux modèles sont cités :

- Modèle d'extrapolation de Justus et Mikhaïel ;
- Modèle modifié d'extrapolation de Justus.

II.6.1. Modèle d'extrapolation de Justus et Mikhaïel [40]

En 1976, Justus et Mikhaïel ont proposé, pour une référence d'altitude initiale égale à 10m, les formules d'extrapolation suivantes :

$$\frac{k_2}{k_1} = \left[\frac{1 - 0.0881 * \ln\left(\frac{z_1}{10}\right)}{1 - 0.0881 \ln\left(\frac{z_2}{10}\right)} \right] \quad II.16$$

$$\frac{C_2}{C_1} = \left(\frac{z_2}{z_1} \right)^m \quad II.17$$

Avec :

$$m = \left[\frac{0.37 - 0.0881 * \ln(C_1)}{1 - 0.0881 * \ln\left(\frac{z_1}{10}\right)} \right] \quad II.2$$

II.6.2. Modèle modifié d'extrapolation de Justus

Justus a modifié en 1978, l'expression d'extrapolation des paramètres de Weibull en introduisant la rugosité du sol, tel que [41] :

$$\frac{k_2}{k_1} = \left[\frac{1}{1 - 0.0881 * \ln\left(\frac{z_2}{z_1}\right)} \right] \quad II.19$$

Et :

$$\frac{C_2}{C_1} = \left(\frac{z_2}{z_1}\right)^m \quad II.20$$

Avec :

$$m = \frac{1}{\ln\left(\frac{z_g}{z_0}\right)} - 0.0881 * \ln\left(\frac{C_1}{6}\right) \quad II.21$$

Et :

$$z_g = \sqrt{z_1 * z_2}$$

z_0 : C'est la rugosité en [m].

La rugosité de la surface d'un terrain est déterminée par la taille et la distribution des divers éléments rugueux qu'elle contient [42].

Les terrains ont été classés en quatre catégories standard définis par une classe de rugosité. Les longueurs de rugosité qui correspondent aux classes de rugosités adoptées sont définies au *Tableau (II-1)*, [43].

Tableau (II-1) : Correspondance entre la longueur de rugosité z_0 , les caractéristiques du terrain et les classes de rugosité.

z_0 [m]	caractéristiques du terrain	classe de rugosité
1.00	ville forêt	3
0.50	banlieue	
0.30	brise-vents	
0.20	beaucoup d'arbres et/ou broussailles	
0.10	terrain agricole dense	2
0.05	terrain agricole dégagé	
0.03	terrain agricole avec peu de constructions <i>etc.</i> aéroport avec batiments et arbres	1
0.01	pistes et taxiways d'aérodrome herbes hautes	
$5 \cdot 10^{-3}$	terrain nu et sec (lisse)	0
10^{-3}	surface de neige (lisse)	
$3 \cdot 10^{-4}$	surface de sable (lisse)	
10^{-4}	plans d'eau (lac, mer calme)	

La topographie aussi joue un rôle important lors de l'interpolation de la vitesse du vent. En particulier, la position et la fondation d'une éolienne, [11].

Toutefois pour le cas de la mer le Modèle Numérique de Terrain (MNT) indique 0 au niveau de la mer et des valeurs négatifs en profondeur.

II.7 PRESENTATION DES COMPOSANTS D'UN AEROGENERATEUR

Un aérogénérateur est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission (ou arbre principale) puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice.

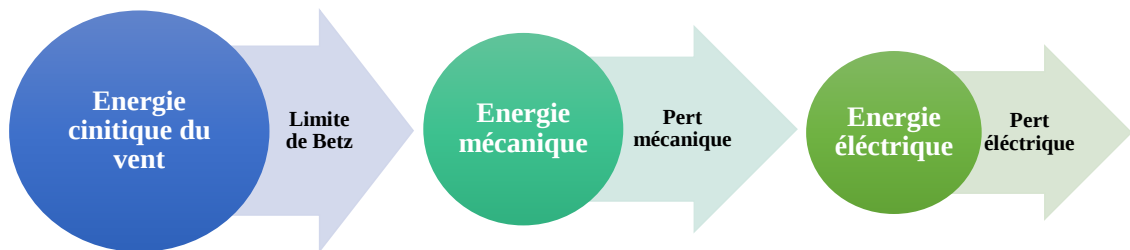


Figure (II-2) : Conversion de l'énergie cinétique du vent.

La Figure (II-3) représente les composants principaux de l'éolienne.

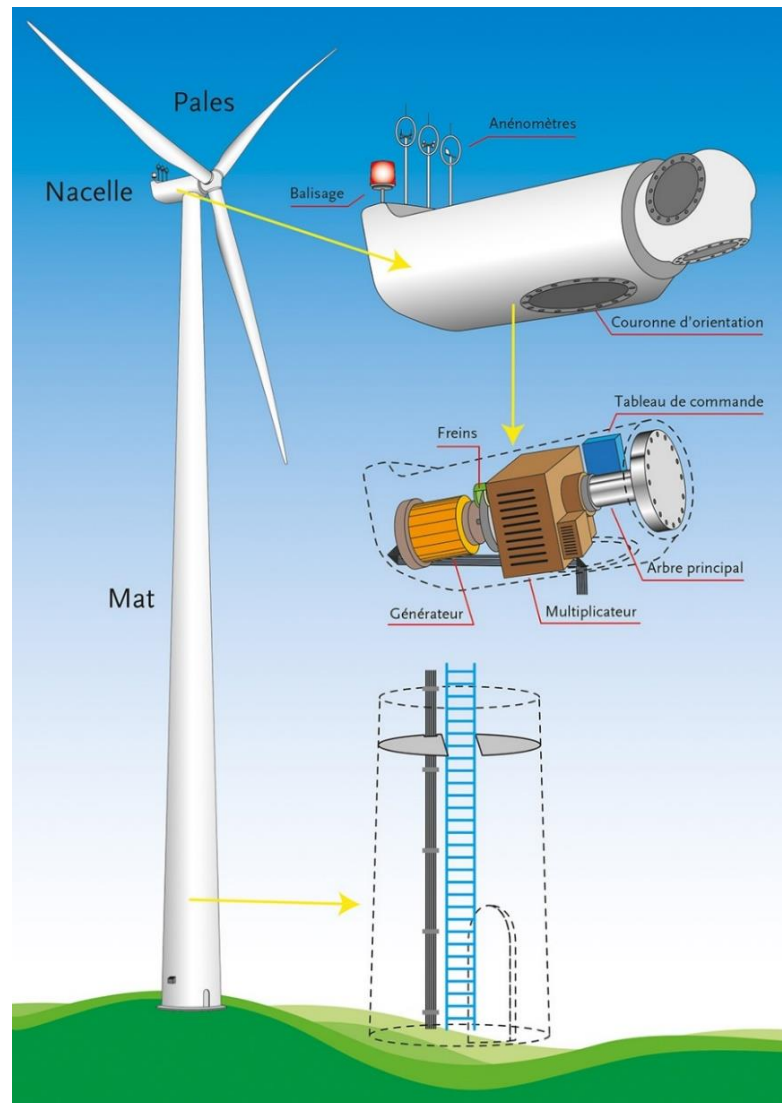


Figure (II-3) : Schéma d'un aérogénérateur.
[Source : M-A Guichard Observ'ER]

L'éolienne doit également être équipée d'une girouette permettant d'orientation des pales et la nacelle en fonction de la direction du vent. Elle doit être également fixée solidement au sol surtout pour la mer, [44].



Figure (II-4) : Ferme éolienne offshore installé au Danemark
[source : offshoreWIND.biz].

Dans notre cas j'ai considéré la nacelle comme un boîtier noir et je prendre uniquement quatre (4) caractéristique de la machine (puissance nominale, V_D , V_n , V_a).

II.8 FONCTIONNEMENT DE L'EOLIENNE

La courbe de puissance généralement fournie par les constructeurs, permet de définir quatre zones de fonctionnement pour l'éolienne suivant la vitesse du vent Figure (II-5).

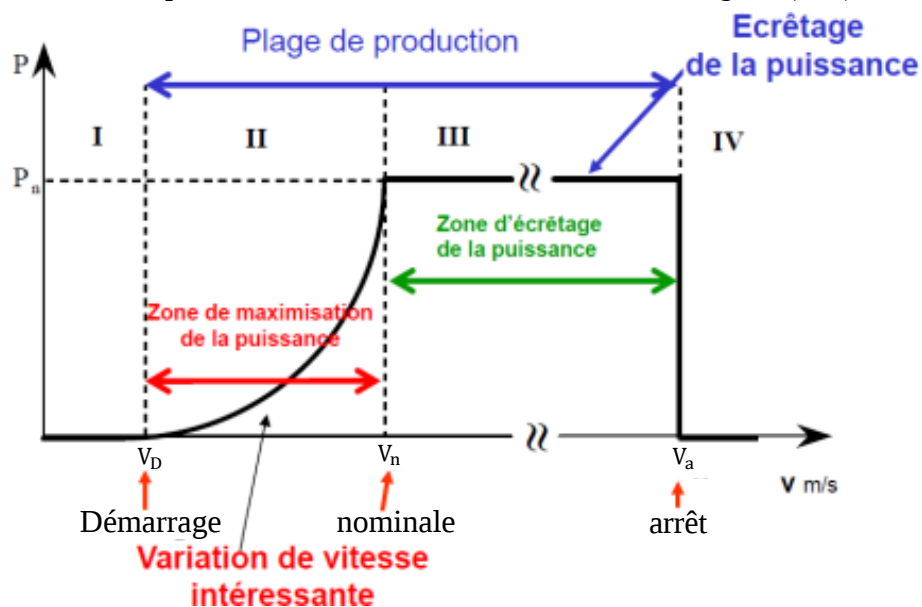


Figure (II-5) : Courbe typique de puissance récupérée $P(W)$ en fonction de la vitesse du vent $V(m/s)$ [45].

- V_D : La vitesse du vent correspondant au démarrage de la turbine. Suivant les constructeurs, V_D varie entre « 2 m/s et 4 m/s » ;
- V_n : La vitesse du vent pour laquelle la puissance extraite correspond à la puissance nominale de la génératrice. Suivant les constructeurs, V_n varie entre « 11.5 m/s et 15 m/s » en fonction des technologies ;
- V_a : La vitesse du vent à laquelle il convient de déconnecter pour des raisons de tenue mécanique en bout de pales. Pour la grande majorité des éoliennes, V_M vaut « 25 m/s et 30 m/s ».

Les zones de la *Figure (II-4)* sont définies comme suit :

- Zone I** ($0 < V < V_D$) : La vitesse du vent est trop faible. La turbine peut tourner mais l'énergie à capter est trop faible pour produire de l'énergie ;
- Zone II** ($V_D < V < V_n$) : Le maximum de puissance est capté dans cette zone pour chaque vitesse de vent. Différentes méthodes existent pour optimiser l'énergie extraite.
- Zone III** ($V_n < V < V_a$) : La puissance disponible devient trop importante. La puissance extraite est donc limitée, tout en restant le plus proche possible de la puissance nominale de la turbine (P_n). Cette zone correspond au fonctionnement à pleine charge.

II.8.1. Puissance éolienne moyenne utilisable

Etant donné que la vitesse du vent est variable, chaque machine éolienne est caractérisée par la vitesse de démarrage V_D , une vitesse nominale V_n et une vitesse d'arrêt V_a spécifiques. La puissance éolienne utile est donnée par [20] :

$$P_{um} = \frac{1}{2} \rho A V_{um}^3 \quad II.22$$

Ce dernier peut être décomposée selon les conditions de fonctionnement de l'éolienne :

$$P_{um} = \frac{1}{2} \rho A V_{um}^3 = \begin{cases} 0 & \text{pour } V < V_i \\ \frac{1}{2} \rho A V_m^3 & \text{pour } V_i \leq V \leq V_n \\ \frac{1}{2} \rho A V_n^3 & \text{pour } V_n \leq V \leq V_a \\ 0 & \text{pour } V \geq V_a \end{cases} \quad II. 23$$

La vitesse cubique utile moyenne est donnée par intégration de la vitesse cubique pondérée par la fonction de probabilité en considérant comme bornes d'intégration les limites imposées par la machine, à savoir [20] :

$$V_{um}^3 = \int_{V_i}^{V_n} f(V) V^3 dV + V_n^3 \int_{V_n}^{V_s} f(V) dV \quad II.24$$

Soit, après intégration et en utilisant la fonction gamma normalisée :

$$V_{um}^3 = \left[\Gamma_n \left(\left(\frac{V_n}{C} \right)^k, 1 + \frac{3}{k} \right) - \Gamma_n \left(\left(\frac{V_i}{C} \right)^k, 1 + \frac{3}{k} \right) \right] V_m^3 + V_n^3 \left[\exp \left(- \left(\frac{V_n}{C} \right)^k \right) - \exp \left(- \left(\frac{V_a}{C} \right)^k \right) \right] \quad II.25$$

Avec :

$$\Gamma_n(x, a) = \frac{\Gamma(x, a)}{\Gamma(x)}$$

II.8.2. Puissance éolienne moyenne utile

La puissance éolienne moyenne réellement utilisable (final) s'écrit [20] :

$$P_{uti,m} = \eta P_{um} \quad II. 26$$

Où η représente le rendement mécanique-électrique de la machine.

II.9 DETERMINATION DU SECTEUR DOMINANT

Le traitement se fait en deux (3) partie :

- Traitement de la direction des vents ;
- Traitement de la vitesse du vent par secteur ;
- Afficher les résultats sous forme rose du vent.

II.9.1. Traitement de la direction des vents

Les données du vent sont mesurées sur un intervalle de temps au niveau des stations météorologiques, aéroports, port maritime ou des centres de recherche scientifique. Ces données se présentent sous forme de vitesse du vent associée à une direction aléatoire qui ne suit pas des directions présélectionnées (*I.e.* 0°, 45°, 90°, 135°, 180°, 225°, 270°, 315° au minimum).

Pour le traitement des directions il faut transformer des valeurs aléatoires à des valeurs de direction principale. Les secteurs principaux peuvent être 8, 16 ou 32 directions. Nous allons traiter le cas de 8 secteurs principaux avec un angle de partage étant de 45°. Les secteurs sont tracés dans un cercle appelé rose du vent et les 8 intervalles sont divisés en deux comme le montre la *Figure (II-6)*.

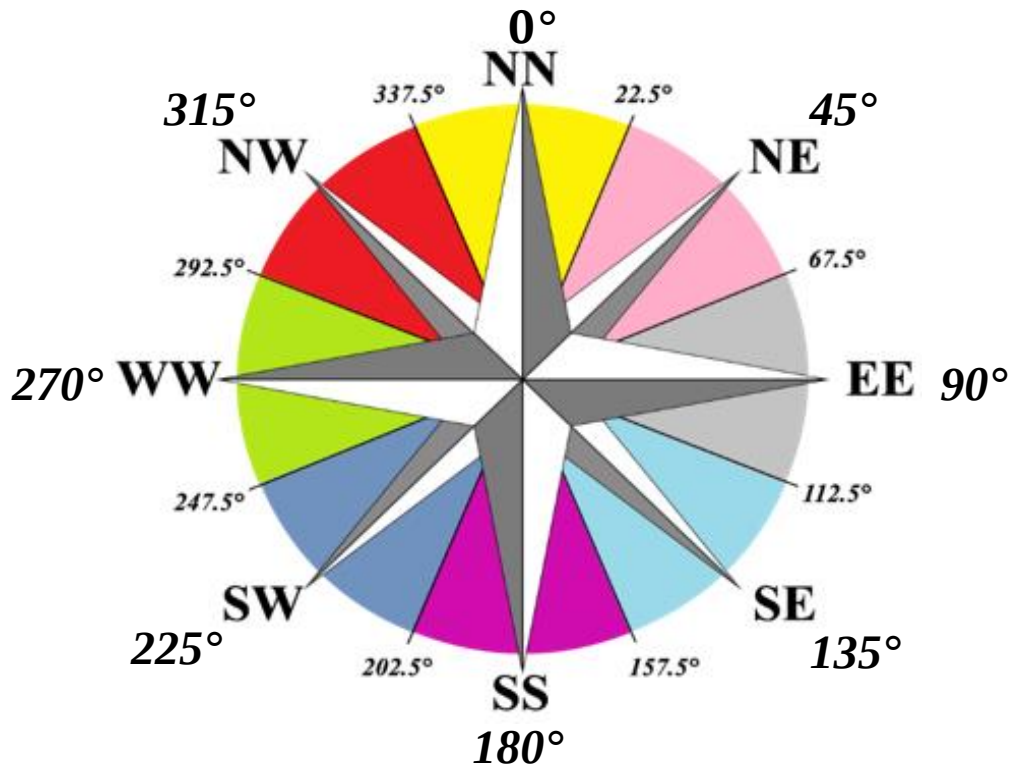


Figure (II-6) : Division des 8 secteurs du rose du vent.

II.9.2. Traitement de la vitesse du vent par secteur

La base de données par secteurs contient des vitesses allant de 0 à 29.9 m/s. Une étude statistique est réalisée par secteur ou le calcul de la fréquence des tranches fixes sont calculées pour estimer les facteurs de Weibull et la vitesse moyenne.

Le programme déjà développé sous Matlab [46], produit des résultats dans des intervalles centrés par secteur. Le produit d'une fréquence du secteur et la vitesse moyenne par secteur permet de la détermination le secteur dominant. Le secteur dominant est déterminé en comparant les valeurs de vitesse pondérées de chaque secteur, ce dernier étant le secteur avec la plus grande valeur de la vitesse pondérée.

II.9.3. Rose du vent

Les vents les plus forts soufflent généralement d'une direction spécifique. Pour mieux comprendre la distribution de la vitesse et de la direction du vent, un diagramme de rose des vents peut être construit à partir d'observations météorologiques dans une zone donnée.

- La vitesse du vent et leur fréquence pour un intervalle donné dans une direction donnée ;
- La vitesse moyenne du vent multiplié par sa fréquence d'un secteur dominante (vitesse pondéré) ;
- La direction dominante.

La fréquence du secteur est donnée par la longueur du rayon, tandis que la fréquence de la vitesse est donnée par l'épaisseur de l'intervalle selon l'échelle représentée par les cercles concentriques. En *Figure (II-7)* j'ai fait un exemple de la rose du vent pour un site donné.

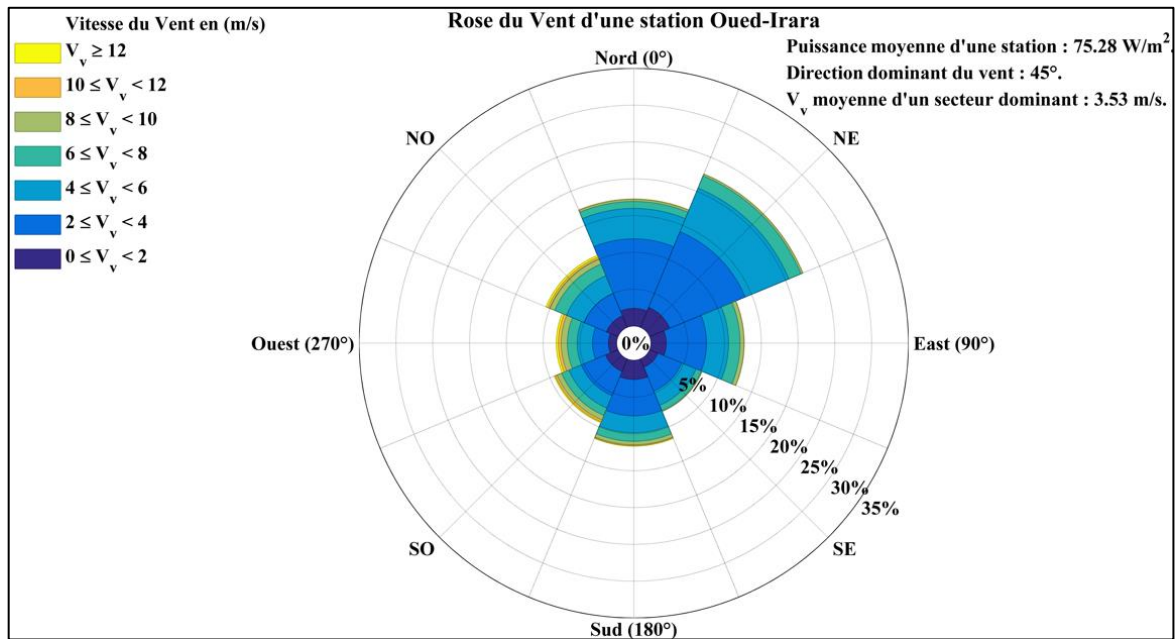


Figure (II-7) : Rose du vent du site de OUARGLA.

II.10 CONCLUSION

L'étude statistique des mesures des paramètres du vent, a permis la détermination des paramètres de Weibull nécessaires pour la connaissance des potentialités énergétiques éoliennes d'un site donné. L'extrapolation des données a permis de déterminer le potentiel du vent au niveau de l'aérogénérateur choisi. Enfin la puissance utilisable et le secteur dominant ont été développés.

CHAPITRE-III-

RESULTATS ET DISCUSSION

III.1 INTRODUCTION

Le but de ce chapitre est l'évaluation du potentiel éolien disponible pour l'installation des éoliennes sur les 3 sites Algériens situés au bord de la mer Méditerranée en utilisant des données mesurées sur une période de 24 ans (1995-2018). On évalue d'abord le gisement éolien disponible à 10 m et on réalise une cartographie de vent à l'aide de Mapinfo et la carte de la direction à l'aide de ArcGIS. Les résultats à 10m sont par la suite extrapolés à des hauteurs différentes et les cartes sont réalisées avec les mêmes logiciels. Ces cartes permettent de bien visualiser les résultats dans le bassin méditerranéen et de choisir la machine optimale pour l'installation sur les 3 stations d'Algérie.

III.2 DONNEES ET OUTILS UTILISES

III.2.1. Données de vent

Les données du vent de 7 stations de mesure au sol, dont les caractéristiques sont données au *Tableau (III-1)* ont été utilisées pour la réalisation de la cartographie offshore de la mer méditerranée.

Tableau (III-1) : Coordonnées des stations de mesure [Source : NOAA].

N°	Station	Pays	Latitude (°)	Longitude (°)	Altitude (m)
1	Alger-port	Algérie	36.767	3.1	12
2	Alicante	Espagne	38.282	-0.558	43.3
3	Annaba	Algérie	36.822	7.809	4.9
4	Barcelona	Espagne	41.297	2.078	3.7
5	Cape Caccia	Italie	40.567	8.167	205
6	Cape Carbonara	Italie	39.1	9.517	118
7	Oran-port	Algérie	35.7	-0.65	22

Pour déterminer les potentialités des zones côtières algériennes, l'étude se consacrera sur les 3 stations situées en Algérie, il s'agit d'Oran, Alger et Annaba.

Oran se trouve au Sud-Ouest du bassin méditerranéen et au Nord-Ouest de l'Algérie et possède une bande côtière environ 160 m, [47].

Alger se trouve au bord de la mer Méditerranée au centre de la bande côtière d'Algérie d'altitude et possède une bande côtière environ 80 m, [47].

Annaba se trouve dans le Nord-Est de l'Algérie et au Sud-Est du bassin méditerranéen et a une bande côtière environ 100 m, [47].

En *Figure (III-1)* sont représentées les villes algériennes considérées dans l'étude.

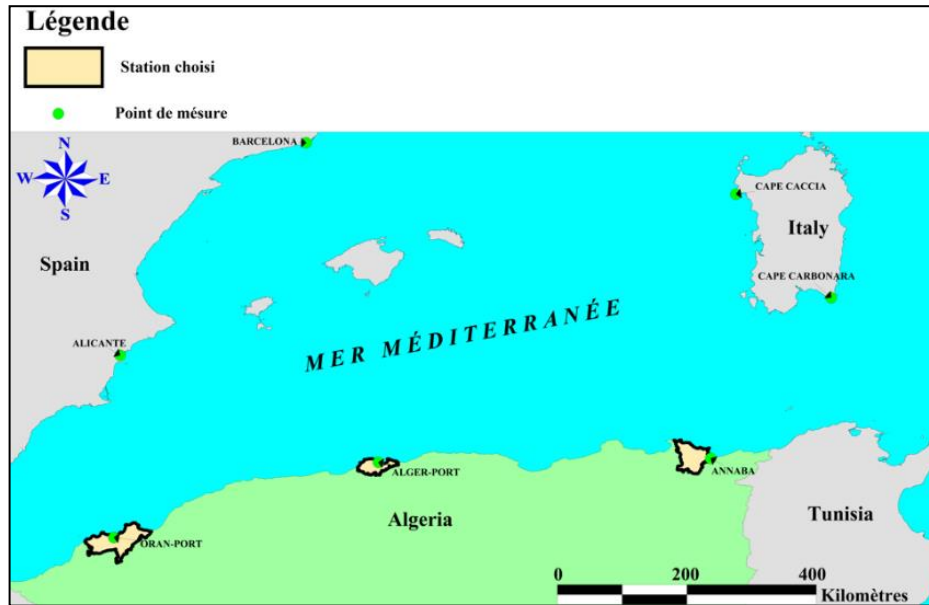


Figure (III-1) : Positions des stations de mesure en méditerranée et les villes dans l'Algérie.

Ces données ont été traitées pour supprimer des données erronées dans les 2 vecteurs de la direction et la vitesse du vent. Il s'agit d'éliminer les valeurs des directions supérieures à 360° et bien sûr avec leurs vitesses pour que les 2 vecteurs soit même taille. Pour les vitesses nous avons éliminé les valeurs supérieures ou égale à 30 m/s qui semble être erronées parce que l'Algérie n'est pas très ventée.

Après traitement des données, les mesures ont été réduits et sont présentées au *Tableau (III-2)*.

Tableau (III-2) : Nombre des données brutes, traité et le pas du temps de chaque station.

Station	Pas de temps de mesure	Nb des données brutes	Nb après le traitement	Données éliminé
Alger-port	3h	26836	18523	30.98 %
Alicante	0.5h	348424	290887	16.51 %
Annaba	0.5h	329085	297647	9.6 %
Barcelona	0.5h	349514	333308	4.63 %
Cap Caccia	1h ou 3h	244560	229765	6.05 %
Cap Carbonara	1h ou 2h,3h	131502	127307	3.19 %
Oran-port	3h	17456	14769	15.39 %

III.2.2. Données aérogénérateurs

Afin de déterminer la production réelle d'un aérogénérateur installé au niveau des trois zones choisis pour l'étude, nous avons choisis de machines offshore pouvant être installés.

Une recherche sur les caractéristiques nous a permis de choisir les turbines éoliennes, présentées au Tableau (III-3), [48].

Tableau (III-3) :Type des aérogénérateurs choisis,[48].

Modèle	Pays	Hauteur (m)	Diamètre (m)	Puissance nominale (MW)	Vitesse de démarrage (m/s)	Vitesse nominale (m/s)	Vitesse d'arrêt (m/s)	Technologie
aerodyn SCD 8.0/168	Allemagne	90	168	8	3.5	11.5	25	Onshore & Offshore
D10000- 185	Chine	125	185	10	4	11.5	30	Onshore & Offshore
Gamesa G128- 5.0MW	Espagne	140	128	5	2	14	27	Onshore & Offshore

III.2.3. Environnement et Logiciels Utilisés

Trois outils informatiques ont été utilisés dans la présente étude, à savoir Matlab, ArcGis et Mapinfo. Des simulations numériques ont été développées sous environnement MATLAB pour le traitement des données et estimer le potentiel énergétique. En Figure (III-2) est donné l'organigramme du programme développé.

MapInfo qui est un Système d'information géographique (SIG), permettant de réaliser des cartes en format numérique a été utilisé pour représenter les résultats sous forme des cartes (moyenne de visualisation des données), [49].

ArcGis qui est une suite de logiciels d'information géographique (SIG) qui a les mêmes fonctions que MapInfo nous a permis le tracé de la carte de la direction du vent.

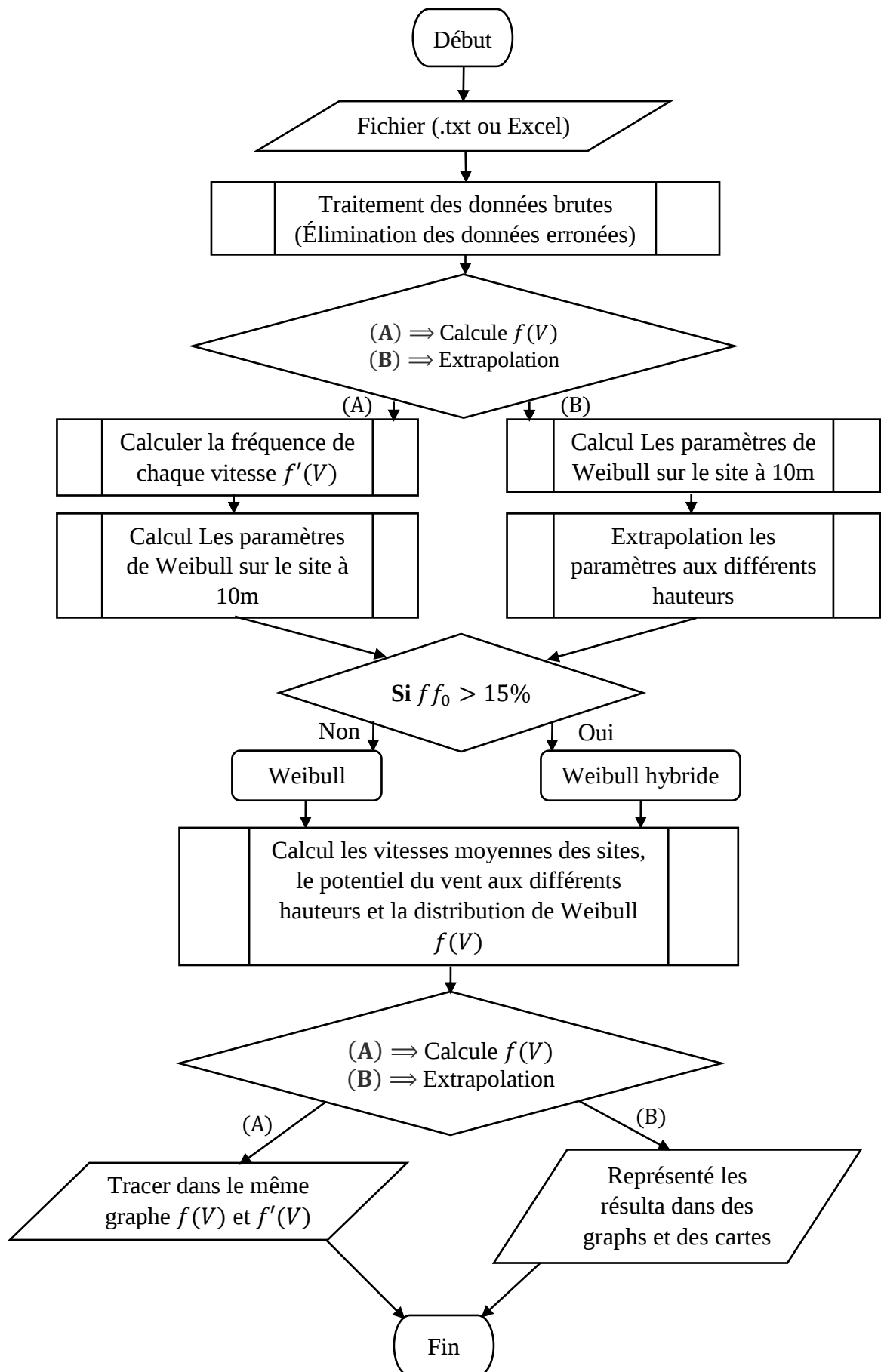


Figure (III-2) : Organigramme du deux (2) programmes développés « A » et « B ».

III.3 RESULTAT ET DISCUSSION

III.3.1. Potentiel énergétique à 10m de hauteur

A. Facteur de Weibull et vitesse moyenne

Au *Tableau (III-4)* sont présentés les résultats du traitement des données pour les stations utilisées pour la cartographie de la vitesse du vent sans tenir compte de la direction.

Tableau (III-4) : Paramètres de Weibull et vitesses moyennes à 10m pour chaque station.

Station	$ff_0 (V = 0)$ (%)	V_{min} (m/s)	V_{max} (m/s)	C (m/s)	K /	V_{moy} (m/s)	P_{moy} (W/m ²)
Alger	30.94	0.5	28.8	5.297	1.63	3.27	108.82
Alicante	7.94	0.5	25.7	4.12	1.76	3.67	66.56
Annaba	8.63	0.1	26.7	4.59	1.87	4.07	84.92
Barcelona	1.69	0.5	27.8	4.62	2.13	4.09	75.32
Cape Caccia	5.66	0.1	29.8	5.3835	1.59	4.83	171.59
Cape Carbonara	2.85	0.5	29.9	8.03	1.65	7.18	540.06
Oran	15.31	0.5	26	5.41	1.92	4.79	134.85

On remarque que la fréquence de la vitesse du vent « ff_0 » de la station d'Alger est élevée et supérieur à 15%. C'est pour cela que la distribution hybride Weibull est utilisée pour le lissage des points, tel que représenté en *Figure (III-3)*. Les paramètres de Weibull et la vitesse moyenne ont été déterminé avec les valeurs de la vitesse du vent non nulle. La fréquence des vitesses nulles a été introduite pour corriger la vitesse déterminée.

En *Figure (III-4)* et *Figure (III-5)* :

- Sont représenté les distributions du site d'Oran et d'Annaba.
- Le modèle d'ajustement Weibull est plus adapté avec des vitesses variant de 6 m/s à 13 m/s pour Oran et 3 m/s à 12 m/s pour Annaba.

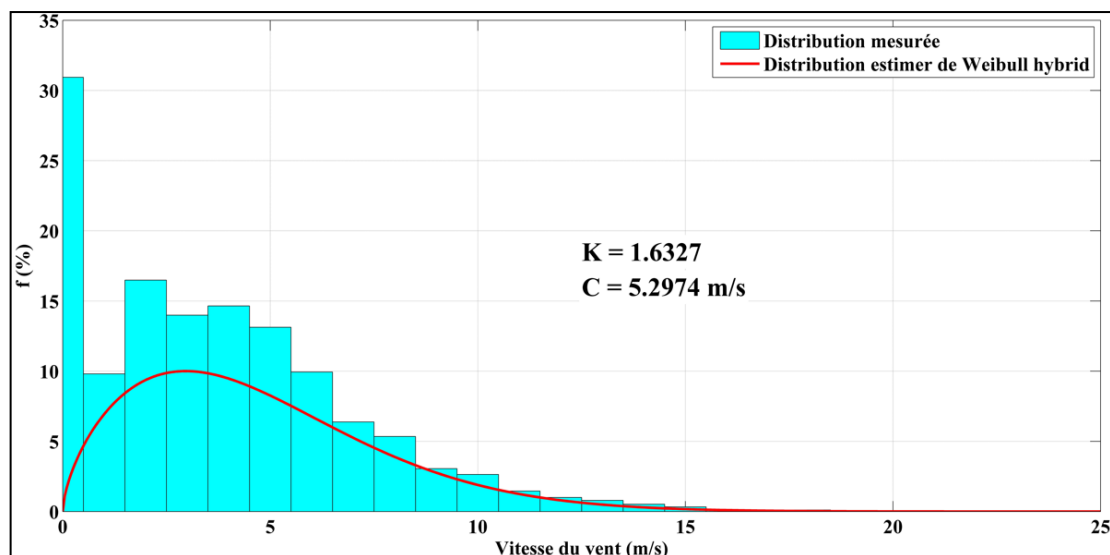


Figure (III-3) : Distribution de Weibull hybride du site d'Alger.

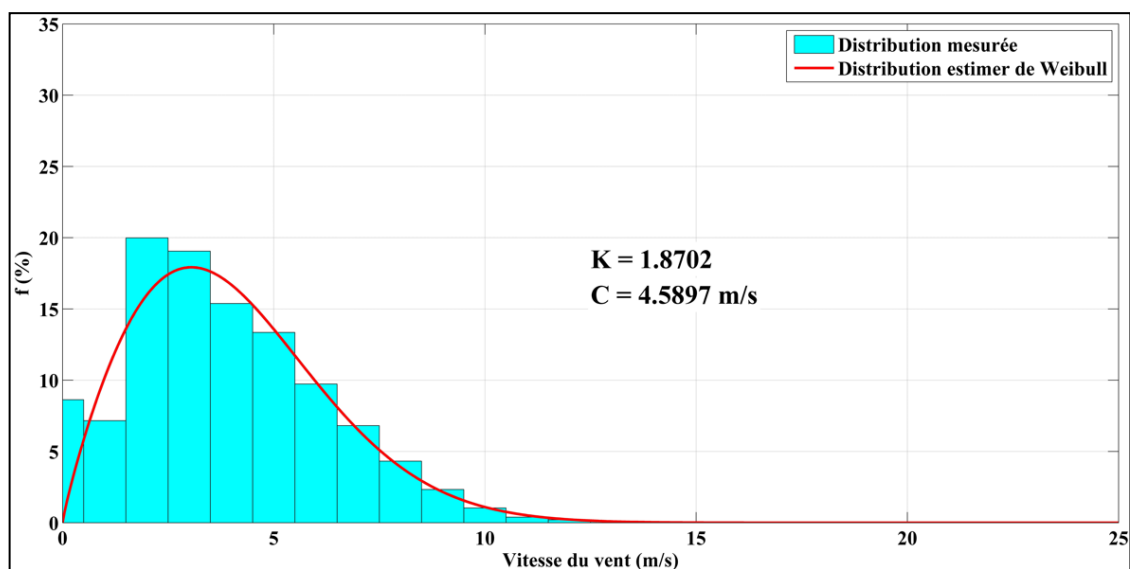


Figure (III-4) : Distribution de Weibull du site d'Annaba.

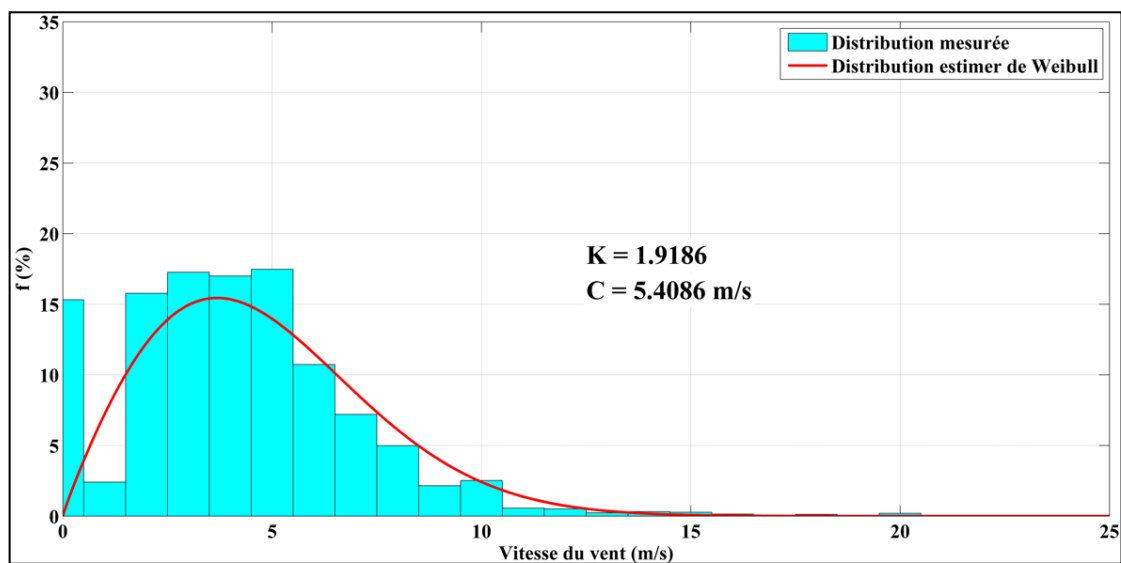


Figure (III-5) : Distribution de Weibull du site d'Oran.

B. Carte du vent de la région

En Figure (III-6) est représenté la cartographie de la zone méditerranéenne à 10 m du sol. On remarque que la vitesse du vent dans la région Alger est plus faible comparé à celle obtenue dans la région d'Oran et de Annaba.

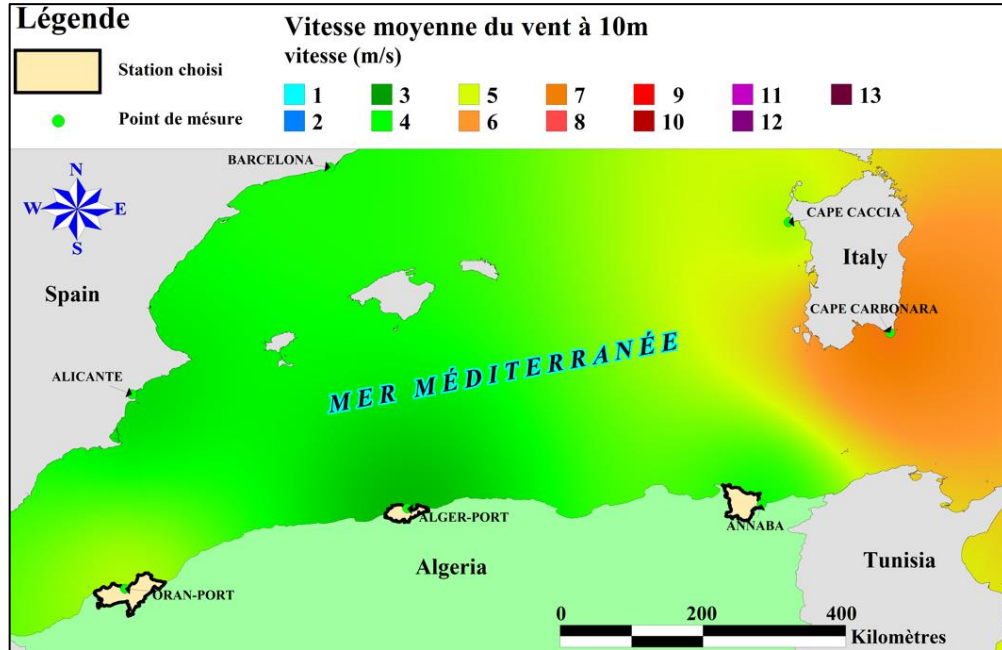


Figure (III-6) : Carte de la vitesse moyenne à 10 m.

C. Potentiel par secteur

Pour déterminer les secteurs dominants, il faut traiter les données du vent en fonction de leurs directions, afin d'obtenir la vitesse moyenne dans le secteur ainsi que la fréquence du secteur. Le produit permet l'obtention de la vitesse pondérée où la plus élevée qui représente le secteur dominant.

Le Tableau (III-5) donne les résultats de l'étude sectorielle.

Tableau (III-5) : Direction dominante de chaque station.

Station	Secteur (°)	Fréquence (%)	V_{moy} (m/s)	P_{moy} (W/m ²)	V_{pond} (m/s)
Alger-port	45	26.24	5.29	189.68	1.38
Alicante	90	24.55	4.23	76.7	1.0
Annaba	0	19.42	5.26	142.63	1.0
Barcelona	0	26.07	3.72	50.06	0.97
Cape Caccia	315	19.47	5.79	275.5	1.12
Cape Carbonara	270	34.07	9.4	1019.2	3.2
Oran-port	0	32.02	4.57	111.87	1.46

En Figure (III-7), (III-8) et (III-9) sont représentées les roses du vent des sites d'Alger, Annaba et Oran respectivement.

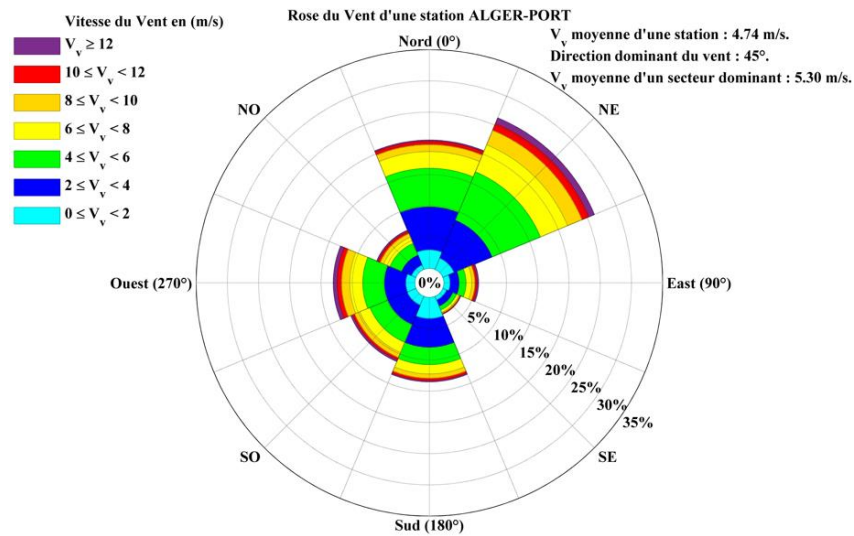


Figure (III-7) : Rose du vent de la station d'Alger à 10m.

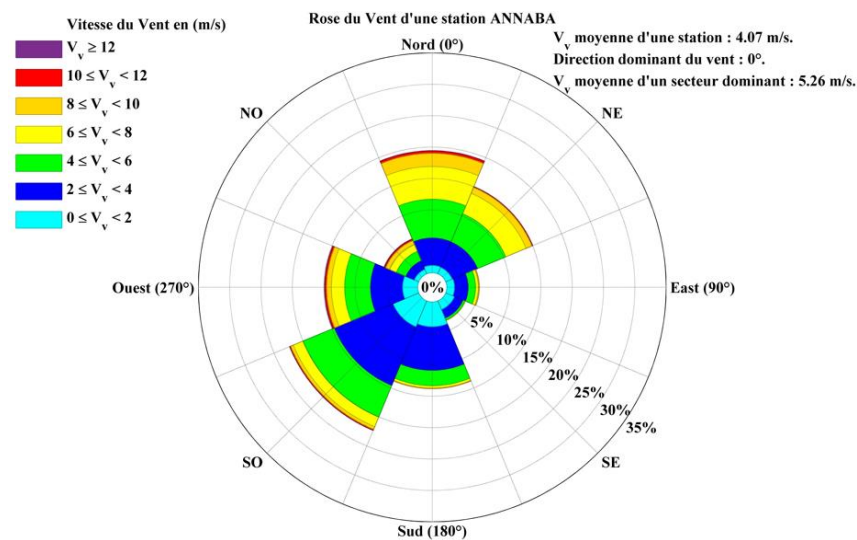


Figure (III-8) : Rose du vent de la station d'Annaba à 10m.

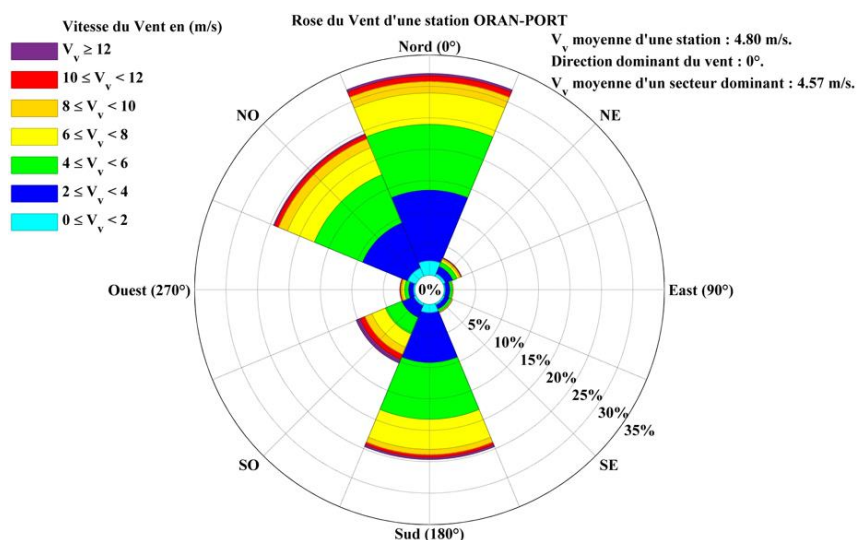


Figure (III-9) : Rose du vent de la station d'Oran à 10m.

En Figure (III-7), on voit que les vitesses du vent les plus fréquentes sont dominantes sur le secteur Nord-Est alors que pour la Figure (III-8) les plus fréquentes sont dans la direction Sud-Ouest et nord. La Figure (III-9) montre que les vitesses du vent les plus fréquentes proviennent du Nord.

D. Cartographie du vent pur secteur dominant

En Figure (III-10) est tracé l'atlas directionnel de la vitesse du vent. On remarque que la station Oran possède le meilleur potentiel comparé aux deux autres sites. Même si la station d'Alger contient beaucoup de vitesses du vent nulles, elle demeure plus ventée qu'Annaba.

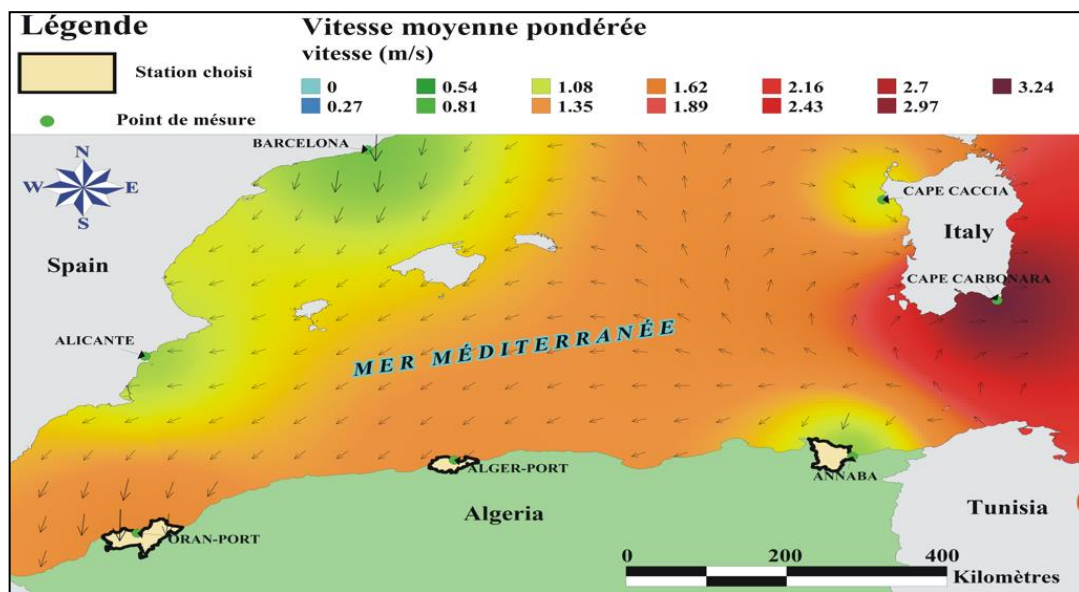


Figure (III-10) : Carte de la vitesse moyenne pondérée et la direction dominante en mer méditerranée.

III.3.2. Potentiel énergétique à différentes hauteurs

A. Vitesse du vent

Afin de déterminer le potentiel énergétique éolien à la hauteur d'aérogénérateur, les facteurs de Weibull ont été extrapolés à la hauteur de 50m, 100m, 150m, 200m puis les vitesses du vent estimées. Les résultats sont donnés au Tableau (III-6). On remarque que la vitesse augmente avec l'altitude.

Tableau (III-6) : Extrapolation des vitesses du vent à plusieurs altitudes.

Station	$V_{moy} (m/s)$				
	10m	50m	100 m	150 m	200 m
Alger-Port	3.27	4.64	5.41	5.9	6.3
Alicante	3.66	5.41	6.4	7.09	7.61
Annaba	4.07	5.94	6.70	7.70	8.25
Barcelona	4	5.97	7.05	7.77	8.32
Cape Caccia	4.83	6.83	7.95	8.69	9.26
Cape Carbonara	7.18	9.62	10.93	11.79	12.44
Oran-Port	4.80	6.84	7.98	8.74	9.32

B. Cartographie à différentes altitudes

Les cartes de la vitesse du vent à une hauteur de 50, 100, 150 et 200 sont donnés respectivement en Figure (III-11), Figure (III-12), Figure (III-13) et Figure (III-14).

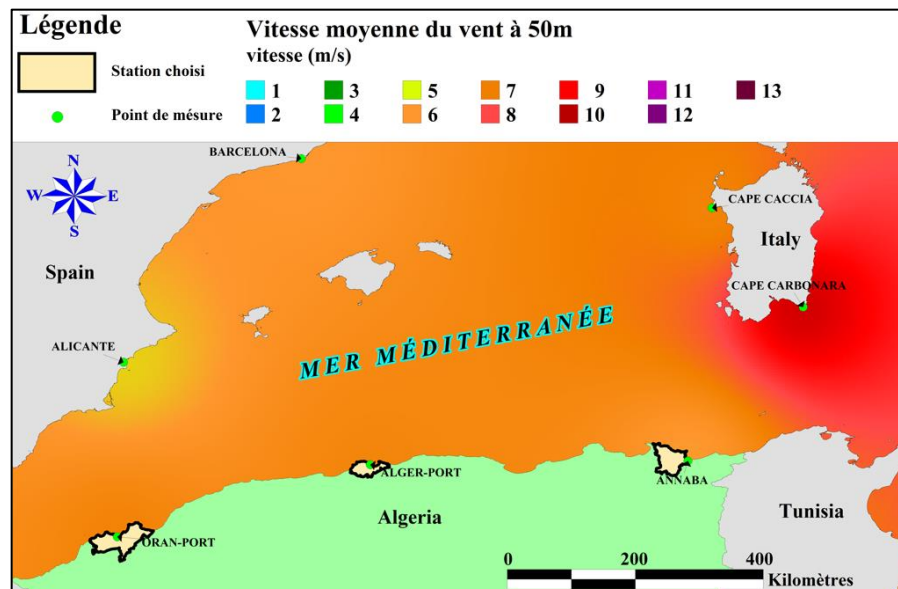


Figure (III-11) : Carte de la vitesse moyenne extrapolée à 50 m.

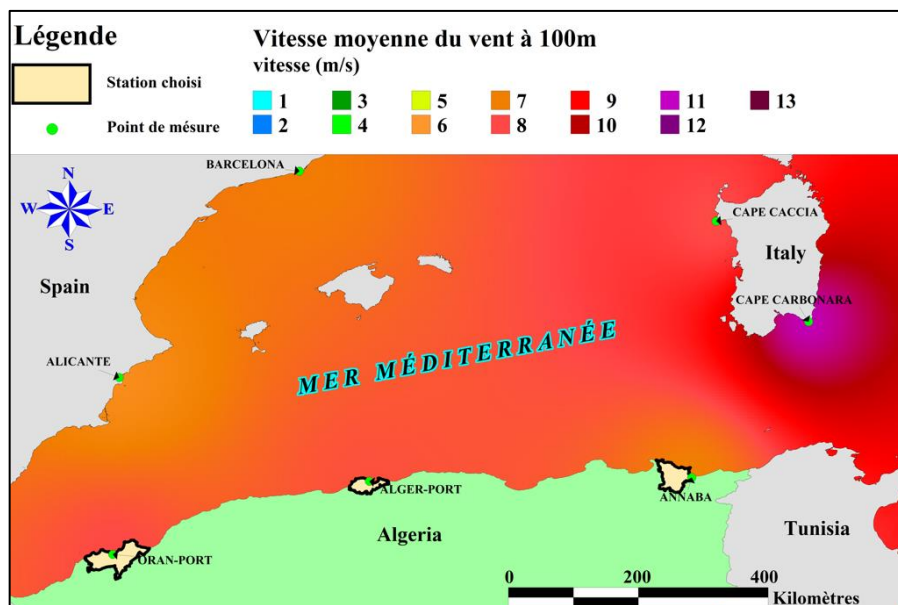


Figure (III-12) : Carte de la vitesse moyenne extrapolée à 100 m.

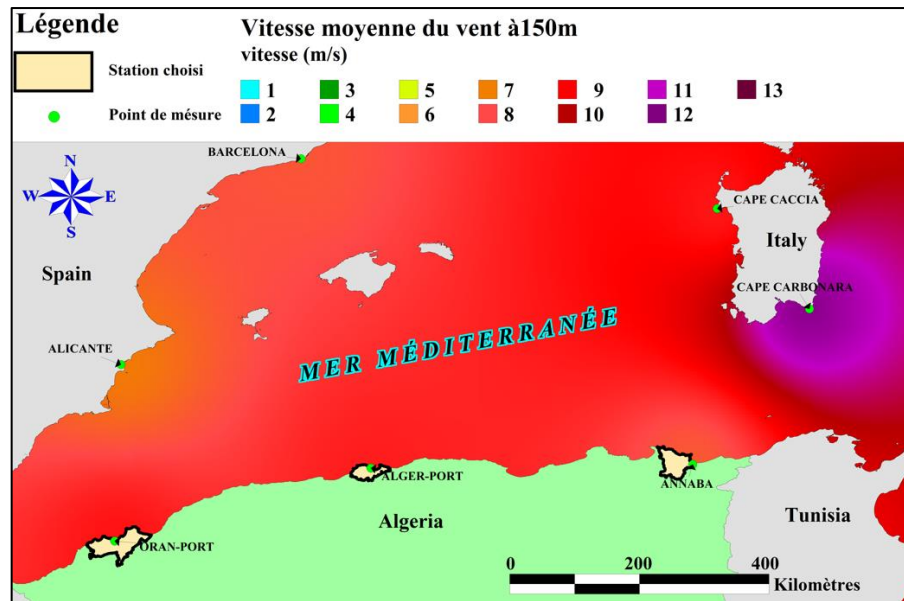


Figure (III-13) : Carte de la vitesse moyenne extrapolée à 150 m.

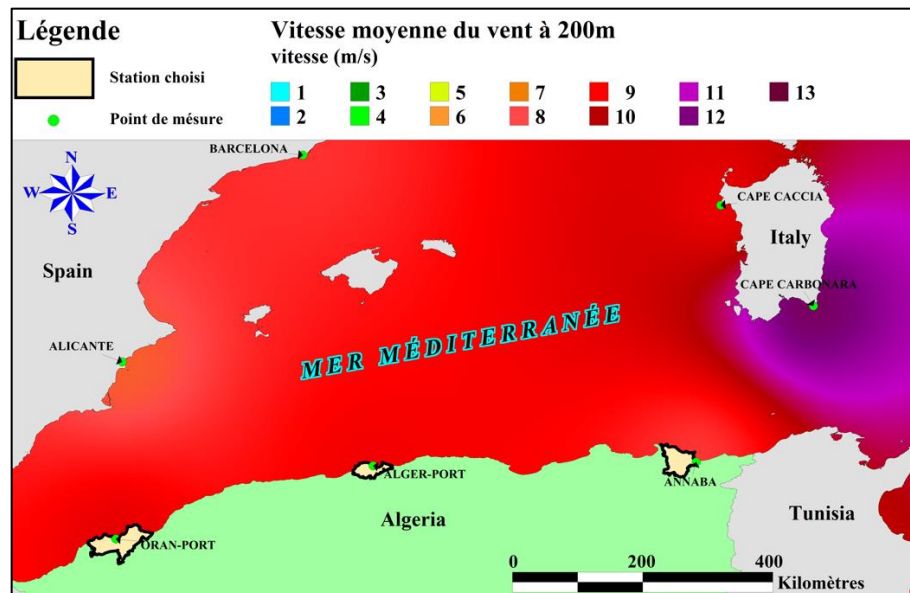


Figure (III-14) : Carte de la vitesse moyenne extrapolée à 200 m.

On remarque que les vitesses moyennes du vent augmentent avec l'augmentation des hauteurs et d'après le *Tableau (III-6)* la station d'Alger devient plus ventée que Annaba, mais Oran reste le plus venté des 3 stations.

En mer, le calcul du potentiel du vent à des altitudes élevées se fait toujours avec la distribution de Weibull car la fréquence des vitesses nulles est négligeable.

III.3.3. Potentiel énergétique utile

A. Effet de la machine sur la distribution de Weibull

Nous avons considéré les machines sont ayons un rendement mécanique-électrique égale à $\eta = 0.75$.

En Figure (III-15), Figure (III-16) et Figure (III-17), sont représentées les courbes de distribution de Weibull à 10 et 100 m de hauteur. Nous avons introduit les caractéristiques de l'aérogénérateur « SCD » sur les figures.

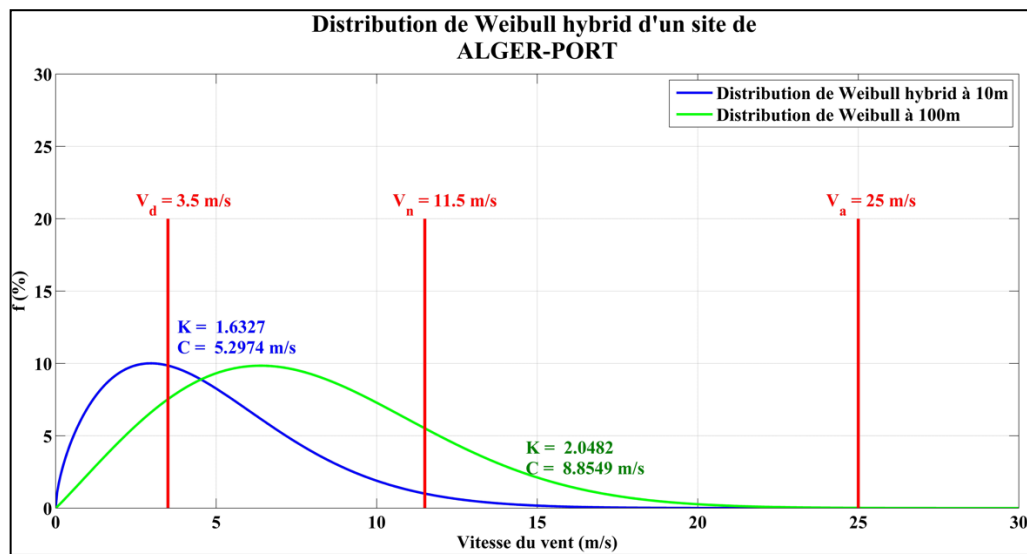


Figure (III-15) : Puissance récupérée par la machine « SCD » sur le site d'Alger à 10m et 100m.

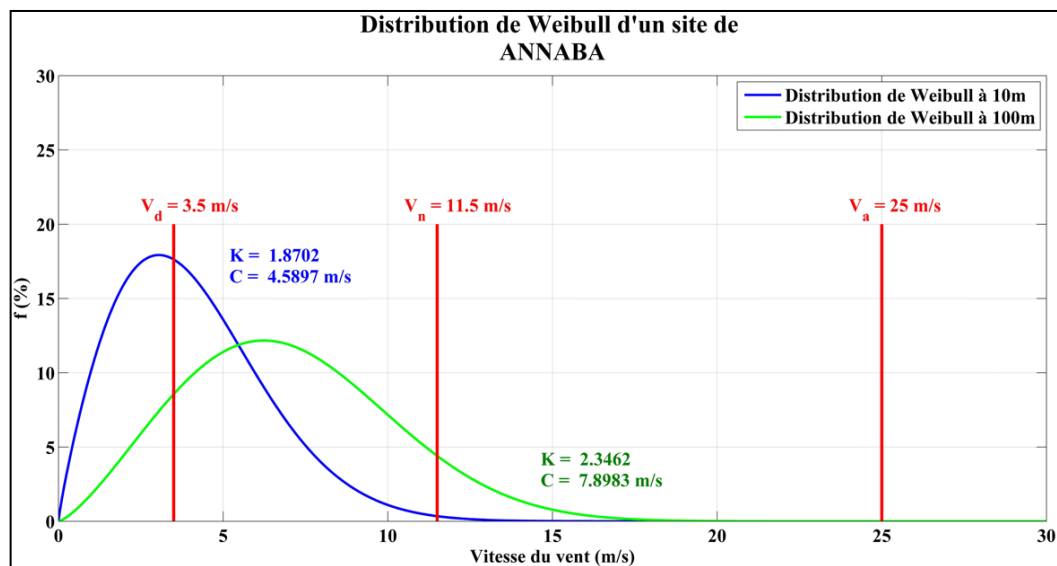


Figure (III-16) : Puissance récupérée par la machine « SCD » sur le site d'Annaba à 10m et 100m.

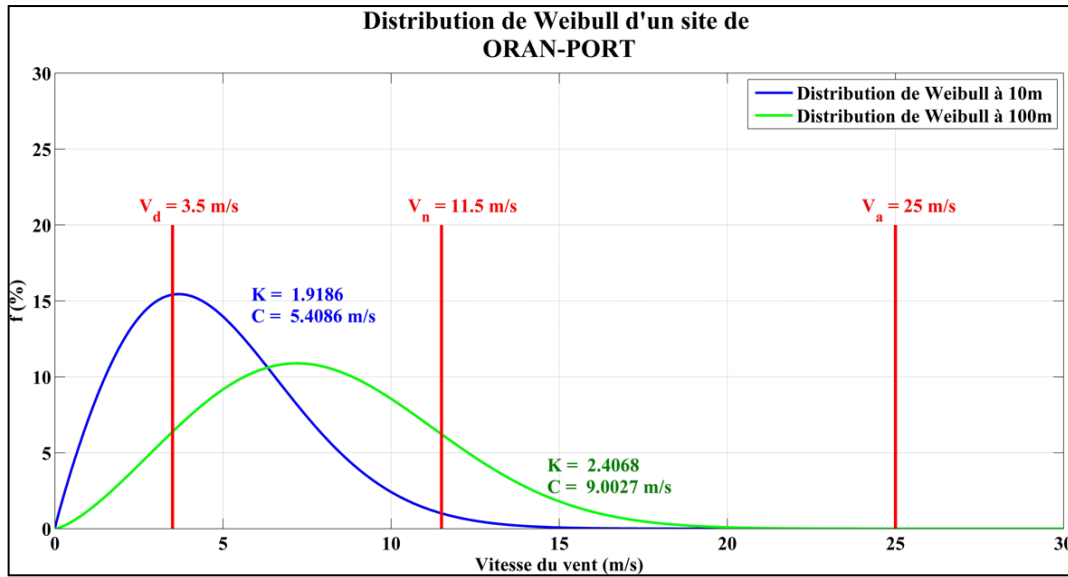


Figure (III-17) : Comparaisent la puissance récupérée par la machine « SCD » sur le site d'Oran à 10m et 100m.

Les Figure (III-15), Figure (III-16) et Figure (III-17) indiquent que quand le seuil de la courbe devient très proche dans la barre de la vitesse nominale, le rendement de production devient plus élevé.

Par ailleurs, on voit que la distribution de Weibull est plus étalée à 100 m et tend à augmenter avec les fréquences des vitesses élevées.

B. Potentiels utiles pour les aérogénérateurs choisis

Pour déterminer le potentiel utile, les paramètres de Weibull ont été extrapolés à la hauteur de chaque aérogénérateur (125m, 90m, 140m).

En Figure (III-18) et (III.19) sont tracés respectivement la vitesse moyenne et le potentiel utile du vent pour les trois sites et les trois aérogénérateurs.

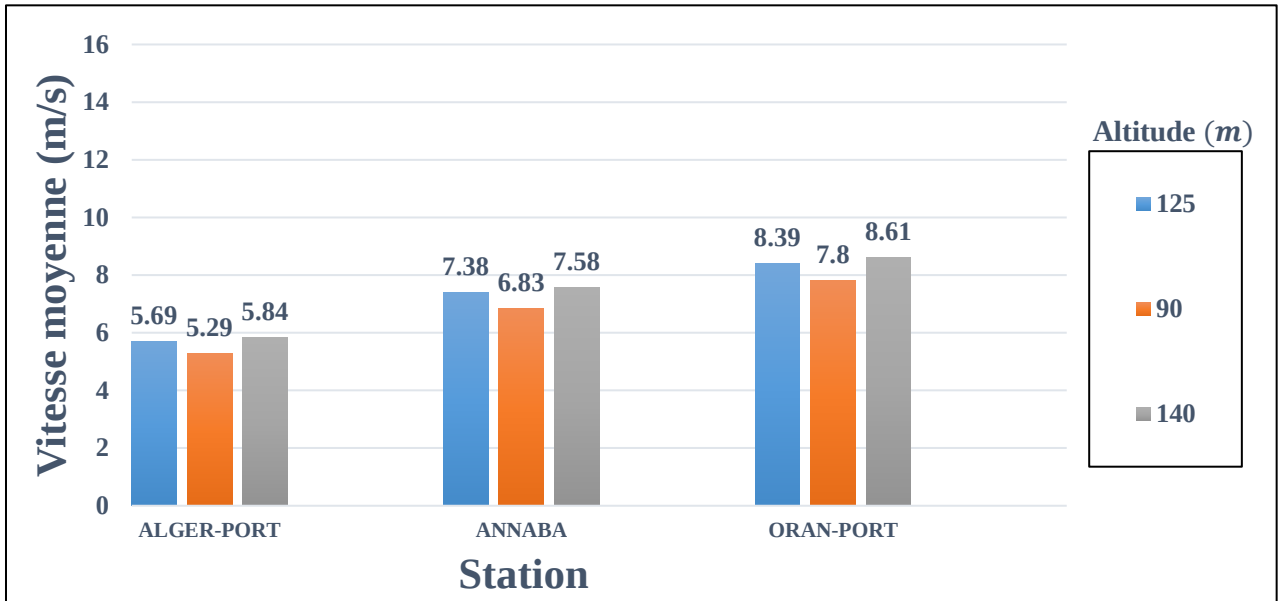


Figure (III-18) : Valeur de la vitesse moyenne à 3 altitudes différentes pour chaque station.

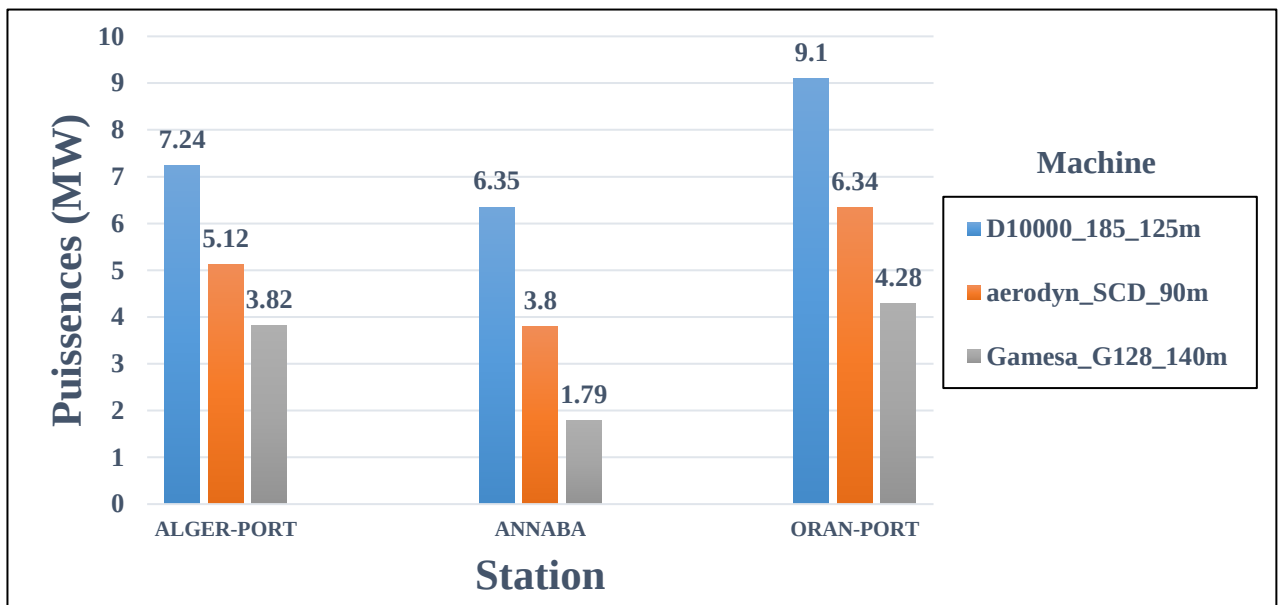


Figure (III-19) : Puissance sortie des 3 machines pour chaque station.

Les Figures (III-18 et 19) indiquent que le site Oran c'est le site le plus venté des 3 stations et que la machine la plus favorable c'est « D10000-185 » pour tous les stations.

C. Proposition des fermes éoliennes

On remarque en Figure (III-20) que les profondeurs de la mer méditerrané au niveau de la côte d'Algérie sont réparties entre 0 à 100m mais sur une distance pas très large pour permettre l'installation des ferme éoliennes fixe en offshore.



Figure (III-20) : Profondeur de la mer méditerranée de la bande côtière d'Algérie.
[Source : Wind Atlas]

La Figure (III-21) donne des propositions et des types d'installation des fermes éoliennes dans les bordures algériennes de méditerrané. On remarque que les zones proposées sont identiques avec celle identifiées dans la présente étude.

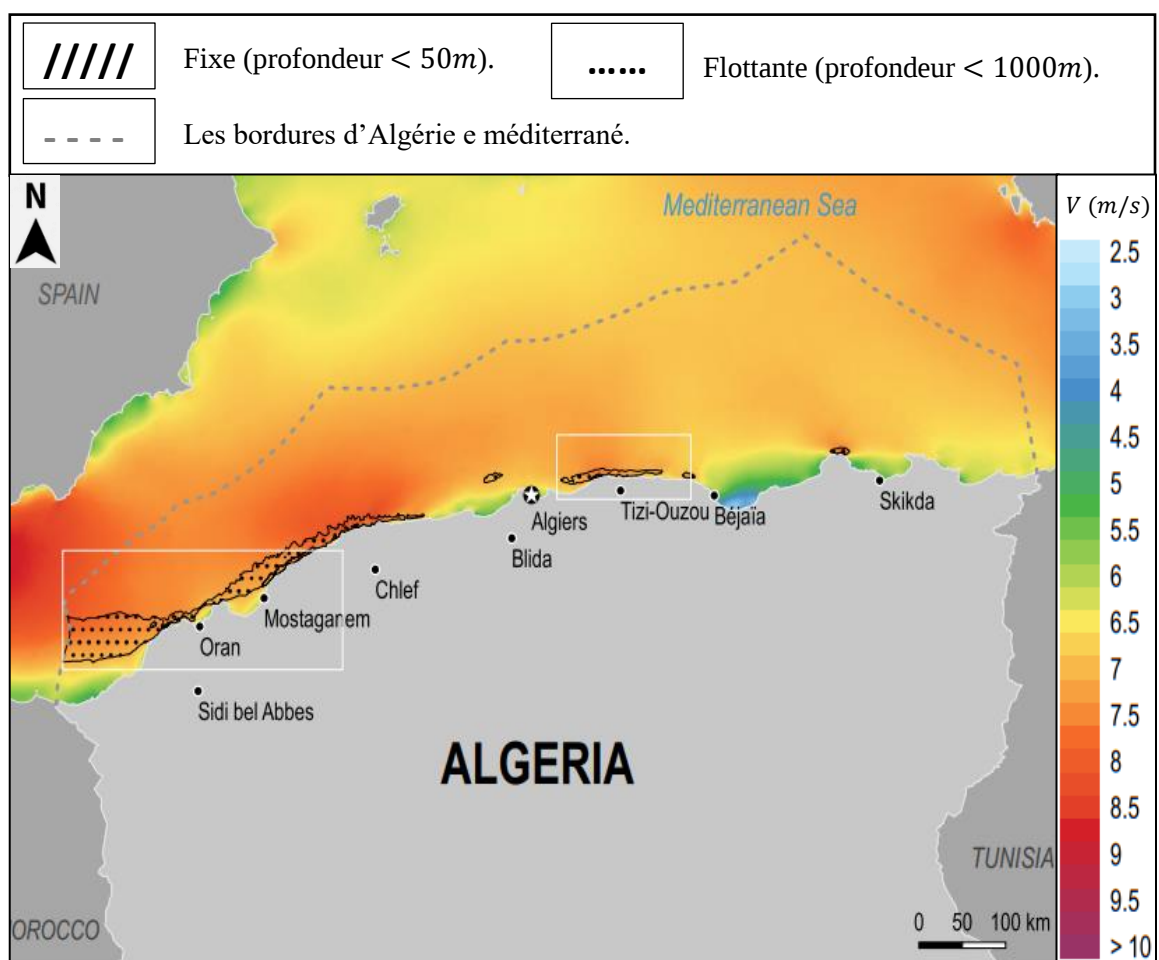


Figure (III-21) : Proposition des positions d'installations des fermes éoliennes.
(Fixe : < 1GW ; flottant : 18GW ; totale : 18GW)
[Source : Wind Atlas]

III.4 CONCLUSION

Dans ce chapitre nous avons étudié les 3 stations à 10m, 50m, 100m, 150m et en 200m pour déterminer le site le plus venté dans la bande côtière d'Algérie. On a choisi 3 machines éoliennes de différentes caractéristiques pour déterminer l'aérogénérateur optimal à installer dans tous les stations d'Algérie. Enfin nous avons proposé un lieu d'installation des fermes d'éolienne dans les zones côtières d'Algérie.

CONCLUSION GENERALE

Cette étude nous a permis d'évaluer le potentiel énergétique d'éolien dans les 3 régions algériennes qui surplombant à la mer méditerranée, ces régions sont : Oran, Alger et Annaba.

On conclut d'après les résultats que l'installation d'une ferme éolienne dans le site le plus favorable qui est « Oran » est possible mais du type flottant avec modèle de machine « D10000-185 » pour avoir une production énergétique important.

Par conséquent nous considérons que des installations éoliennes à petite puissance ou bien des petites fermes éoliennes avec des machines puissent peuvent être un choix de production d'électricité de façon autonome (non raccordées au réseau) pour des sites isolées (par exemple les petites îles dans les zones côtière d'Algérie pour améliorer le niveau du tourisme) ou destiné au pompage de l'eau de mer (construire un petit barrage du ressort de stockage d'énergie) pour assurer les besoins électriques des populations locales. En cas de pic de production il faut stocker sous forme énergie potentiel pour protéger le réseau de distribution d'électricité, et quand il y a un pic de consommation il faut déstocker pour soutenir le réseau et satisfaire les exigences des consommateurs.

REFERENCES

BIBLIOGRAPHIE

1. M.RAPIN,J.-M.NOEL <ÉNERGIE ÉOLIENNE .Principes .Études de cas> ,1er édition,Paris 2010.
2. Y.HIMRI, Contribution à l'Étude d'une Ferme Éolienne au Sud- Ouest de l'Algérie, 2021, Université Saad Dahlab Blida-1: blida. p. 128.
3. Bhattacharya, S., et al., SEISMIC DESIGN OF OFFSHORE WIND TURBINES. 2021.
4. BELARBI.R.I,<Cartographie Directionnelle du Vent en Mer Méditerranée Oxidentale>,mémore de Master,UNIVERSITE SAAD DAHLEB,BLIDA,2021.
5. F.MEZIANE, Étude et dimensionnement d'un système éolien-électrolyseur-pile à combustible pour l'alimentation électrique d'un site isole, 2011, Université M'hamed Bougara: Boumerdes.
6. "Les États-Unis vont construire sept grands parcs éoliens", in journa le figaro consulté: 04/03/2022 à 16:10.
7. Pr.YASSAA, N. and M. Dr.KHELIF, <Transition Energétique en Algérie>, 2020, "Commissariat aux Energies Renouvelables et à l'Efficacité Energétique": Alger. p. (21-26).
8. GUENARD, V., Les parcs éoliens en mer : état des lieux et perspectives. 2017.
9. Comité Français de Mécanique des Sols et de Géotechnique,« Recommandations pour la conception et le dimensionnement des fondations d'éoliennes offshore ».Groupe de Travail : Fondations d'éoliennes offshore. Version 2.0 2019.
10. YASSAA, P.N. and D.M. KHELIF, Transition Energétique en Algérie, 2020, Commissariat aux Energies Renouvelables et à l'Efficacité Energétique: Alger. p. 104.
11. Troen, I., & Petersen, E. L. <European Wind Atlas>. Risø National Laboratory.(1989).
12. A. BENABOUD, A. ECHCHELH, A. SAAD< Characterization and evaluation of offshore wind potential along the Moroccan costs >,American Journal of Environmental Engineering and Science,2014.
13. SAID M ET A. IBRAHIM, « Energy in the Arab World » Energy, N 9-3, pp. 217-38, 1999.
14. BENSAID H., « The Algerian Programme on Wind Energy », Proceeding of WEAC, pp. 21-27,Oxford, 1985.
15. KASBADJI MERZOUK N., « Atlas Vent, Limites des méthodes d'interpolation, Application au Nord-est de l'Algérie », Al-Sig, Bordj El Bahri, ENITA, 1999.
16. KASBADJI-MERZOUK N., «Wind Energy potential of Algeria », Inter J. of Renewable Energy, Vol. 21, pp 553-562; 2000.
17. KASBADJI MERZOUK N, DAAOU H, « Atlas Energétique Eolien de l'Algérie », SIPE'5, Béchar,2001.
18. KASBADJI MERZOUK N., DAAOU H., « Carte Saisonnière du vent en Algérie », Journée d'Etude Météorologique et Climatologique entre Science et Prise de Décision, ONM, Alger, 25mars.
19. KASBADJI MERZOUK N.; DAAOU, H., HADDOUCHE S., «Evaluation of Wind Energy Potential for Windy Micro- Area Using Mass Consistent Model», Word Renewable Energy Congress VII,Cologne,Allemagne, 2002 Références bibliographiques 170.

20. KASBADJI MERZOUK N., « Evaluation du gisement éolien, contribution à la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie », Thèse de Doctorat, Tlemcen, Algérie, 2006
21. BOUKLI HACENE F., KASBADJI MERZOUK N., LOUKARFI L., « Etude du gisement éolien de la vallée du Chellif » JET'08, Marrakech, Maroc, 2008.
22. DIAF S., BELHAMEL M., HADDADI M., LOUCHE A., «Assessment of wind energy resource in southern Algeria», *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 10 N°3 321– 333; 2007.
23. HIMRI Y., BOUDGHENE STAMBOULI A., HIMRI S., DRAOUI B., «Review of wind energy use in Algeria», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*; 13, 910-914; 2009.
24. HIMRI Y., HIMRI S., BOUDGHENE STAMBOULI A., «Assessing the wind energy potential projects in Algeria», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*; 13, 2187-2191; 2009.
25. HIMRI Y., HIMRI S., BOUDGHENE STAMBOULI A., «Prospect of wind farm development in Algeria», *Desalination*, 239(1-3):130-8; 2009.
26. YUCEF ETOUMI F., ADDANE A., LASSAD BENZAOUI M., BOUZERGUI N., « Comparative of wind park design and setting in Algeria », *Renewable Energy*, 33(10), 2333-8; 2008 Références bibliographiques 171.
27. HIMRI Y., BOUDGHENE STAMBOULI A., HIMRI S., DRAOUI B. « Wind energy assessment for Timimoun », *Int J Agile Syst Manag* 4(1/2), 182-90; 2009,.
28. HIMRI Y., HIMRI S., BOUDGHENE STAMBOULI A., « Wind power in south western region of Algeria », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*; 14: 554–556; 2010.
29. ABDESLAM D., KHERBA N., BOUKLI HACENE F., KASBADJI MERZOUK N., MERZOUK M., MAHMOUDI H., Mattheus.Goosen F.A., «On the use of the Wind energy to power reverse osmosis desalination plant: A case study from Ténès (Algeria) », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*; 15:956–963; 2011.
30. F.CHELLALI, A. KHELLAF, A.BELOUCHRANI, « Etude du comportement stochastique du vent en Algérie », ENP Alger (2011).
31. S. M .BOUDIA, S. ADJIRI, « Analyse technico-économique des systèmes de conversion d'énergie éoliennerégion de Sétif ». *Revue des Energies Renouvelables SIENR* 14 Ghardaïa (2014) 115 – 120.
32. CUNTRY G., « Eoliennes et Aérogénérateurs », EDISUD/Technologie douce, 1979.
33. SOLARI G., « Wind Speeds Statistics », Collège on atmospheric Boundary Layer and Air Pollution. ICTP, Trieste, Italie 1994. .
34. N. KASBADJI MERZOUK ET M. MERZOUK, 'Estimation du potentiel énergétique éolien utilisable Application au pompage dans les Hauts Plateaux'', *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 9 N°3 (2006) 155 – 163.
35. NOBUTAKA MENJI AND JOOST A. BUSINGER, "Stability Dependence of Temperature, Humidity and Vertical Wind Velocity Variances in the Atmospheric Surface Layer", *Journal of the Meteorological society of Japan*, 1971.
36. KHDIRI F. ET A. LAAOUINA, «L'énergie Eolienne au Maroc Gisement–Dimensionnement », Rapport interne au Centre de développement des énergies renouvelables, Marrakech, Maroc, 1986. .

37. GAREL B., « Modélisation Probabiliste et Statistique », Cépaduès-Editions, 2002. .
38. ACHOURI Mahdia, KHELFA Sara, « évaluation du gisement éolien dans deux régions de l'est de l'Algérie, Jijel et Tebessa ». Mémoire de master, Université m'hamed Bougara, Boumerdès. (2017).
39. BOUMAHMAT M. et J. GOURDIN, «Méthodes Numériques Appliquées ». Office des Publications Universitaires (OPU), 1983.
40. JUSTUS C.G. et A. MIKHAIL, « Height Variation of Wind speed and Wind Distributions Statistics ». Geophysical Research Letters, vol. 3, N° 5, 1976. .
41. POJE S. ET B. CIVIDINI, « Assessment of Wind Energy Potential in Croatia » Solar Energy vol.41 N°6 pp 543 554, 1988.
42. HAMMOUCHE, R. (1991). <Atlas Vent de l'Algerie>. Office National de la Météorologie.
43. TROEN, I; PETERSEN, E. L. <European Wind Atlas>. Risø National Laboratory.(1989).
44. BENALI Oussama, ‘‘Evaluation de potentiel énergétique éolien dans la région sud est du Sahara algérienne’’, Mémoire de MASTER ACADEMIQUE, UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA, 2015.
45. MULTON, H.H.M.B., <Énergie électrique: génération éolienne>,Journal article. 2020: p. 16.

WEBGRAPHIE

46. D.PEREIRA,« programme rose du vent »,MathWorks,version 1.7.0.2 (2021),site : <https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/47248-wind-rose>.
47. GoogleEarth,site : <https://earth.google.com/web/@35.39447009,0.69905607,352.78837062a,119448.6100724d,35y,0.00000033h,1.21506081t,0r/data=OgMKATA?authuser=0>
48. Site Web: "wind-turbine-models" ,<https://fr.wind-turbine-models.com/marketplace?kwrang=0%2C20000> , consulté le : 05/07/2022.
49. <https://www.infosig.net/mapinfo-professional-la-gamme-mapinfo-mapinfo-pro/>, consulté le : 05/07/2022.