



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

UNIVERSITE ABOU-BEKR BELKAID - TLEMCEM

THÈSE

Présentée à :

FACULTE DES SCIENCES – DEPARTEMENT DE PHYSIQUE

Pour l'obtention du diplôme de :

DOCTORAT LMD

Spécialité : *Energies Renouvelables*

Par :

Mr HADJIDJ Mohammed Salim

Sur le thème

Conception, modélisation, simulation et optimisation d'un projet d'une ferme éolienne Implantation sur site favorable

Soutenue publiquement ..06/2019 devant le jury composé de :

Mme K. RAHMOUN	Professeur	Université de Tlemcen	Présidente
Mr N.E BIBI TRIKI	Professeur	Université de Tlemcen	Directeur de thèse
Mr B. BENYOUCEF	Professeur	Université de Tlemcen	Examineur
Mr B. Draoui	Professeur	Université de Bechar	Examineur
Mr M.A. Boukli-Hacene	M.C.A	Université de Sidi-bel-abbès	Examineur

*Unité de recherche des matériaux et des énergies renouvelables
(U.R.M.E.R) BP 119, 13000 Tlemcen - Algérie*

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à

Mes chers parents symbole de tendresse profonde et permanente, de sacrifice et d'amour éternel ;

Ma femme qui m'a soutenu et souvent même inspiré, que dieu jusqu'à la forme du devoir ;

Ma fille le fruit de cette vie ;

Mes chers frères ;

que dieu les protègent pour moi et leur accordent une bonne santé et une longue vie ;

Ma grand-mère ;

Mes cousins et cousines ;

Mes enseignants depuis mon enfance ;

Mes amis (es) et membres de l'unité de recherche URMER ;

A tout ceux qui m'ont aidé à réaliser de près ou de loin cette thèse ;

A mes collègues, et amis pour avoir pris le temps de prendre des nouvelles régulièrement

et pour vos encouragements, votre support. Parmi vous ;

Merci à tous ceux qui se sont proposés pour m'aider à terminer ce mémoire ;

Merci à tous ceux que j'aurais oublié et qui ont participé à la réussite de ce mémoire ;

A ceux qui me sont chers et ceux que j'ai aimé du fond de mon cœur ;

sans qui cette thèse n'aurait jamais abouti .

Salim.

Remerciements

Ce travail a été réalisé à l'unité de recherche de matériaux et des énergies renouvelables (URMER) du département de physique de la faculté des sciences de l'université Abou-bekr BELKAID de Tlemcen.

*Avant tout, Je remercie **ALLAH** le Tout-puissant de m'avoir donné le courage, la volonté et la patience de mener à terme ce présent travail dans des meilleures conditions.*

*Tout d'abord, un grand merci à **N. BIBI TRIKI**, professeur à l'université de Tlemcen, et mon directeur de thèse de doctorat, pour son humour, sa grande générosité, sa compétence, ses encouragements, sa compréhension et son appui dans mes démarches tout au long de mes travaux de recherche la maîtrise et qui a su m'informer, me conseiller, et me rendre de plus en plus autonome pour bien réaliser ce travail.*

*Mes remerciements vont également à Mme. **K. RAHMOUN** professeur à l'université de Tlemcen, qui a bien voulu présider ce jury et expertiser mes travaux de thèse.*

*Mes remerciements vont également à Mr. **B.BENYOUCEF** professeur à l'université de Tlemcen et chef de division de recherche à l'**U.R.M.E.R**, qui m'a fait l'honneur d'expertiser mon travail.*

*Mes remerciements vont à Mr. **B.Draoui** professeur et vice recteur à l'université de Béchar, à Mr. **M.A.Boukli-Hacene** Maître de conférence A à l'université de Sidi Bel Abbés qui m'ont fait l'honneur de faire partie de ce jury et d'expertiser mes travaux de recherches.*

*Un grand remerciement à Mr. **ABENE Abderrahmane** pour son aide précieuse et d'avoir mis à mon service ses compétences et son savoir faire. Mes remerciement vont aussi au docteur Mr. **DIDI Fawzi**, pour son aide et son soutien indispensable , qui m'a fait épargner beaucoup de temps.*

*Je remercie Mr. **BOUDIA Sidi Mohammed**, Mr. **A.BOUHDJAR** du C.D.E.R pour leurs aide précieuse et leurs encouragements.*

Sommaire :

INTRODUCTION GENERALE	1
-----------------------	---

CHAPITRE I

1.1. Définition de l'énergie éolienne	7
1.2. Historique et développement	7
1.3. Application des éoliennes [4]	11
1.4. Caractéristiques des différents types d'éoliennes [5]	11
1.4.1. La vitesse périphérique et spécifique	12
1.4.2. Le coefficient de puissance [6]	12
1.4.3. Le coefficient du couple	12
1.5. Différentes architectures du rotor	13
1.5.1. Éolienne à axe vertical	13
1.5.2. Éolienne à axe horizontal	15
1.6. Principaux constituants d'une éolienne à axe horizontal triplas	16
1.6.1. Le mât ou la tour	16
1.6.2. Les pales	17
1.6.3. Le moyeu	18
1.6.4. Le rotor	18
1.6.5. La nacelle	19
1.7. Caractéristiques technologiques des éoliennes de grande puissance	21
1.7.1. Principe de la conversion électromécanique[9,10]	21
1.7.2. Régulation de la puissance	22
1.7.2.1. Générateur à vitesse fixe [24, 8]	22
1.7.2.2. Générateur à vitesse variable [25]	23
1.7.2.3. Générateur asynchrone à Double Alimentation (MADA) [26]	24
1.7.3. Domaine de fonctionnement d'une éolienne [26]:	25
1.7.4. Raccordement électrique	25
1.8. Conclusion	28
Références	29

CHAPITRE II

2.1. Les étapes de développement d'un projet éolien	33
2.1.1 Etude de préfaisabilité	33
2.1.2 Etudes de faisabilité	34
2.1.3 Elaboration du projet	36
2.1.4. Construction	36
2.1.5. Mise en service et exploitation	36
2.1.6. Le démantèlement	37
2.2. Choix de la région	37
2.2.1. Situation géographique de la région étudiée	38
2.2.2. Implantation du mât de mesure	39
2.2.3. Etude topographique de la région	40
2.2.3.1 Analyse d'obstacles au vent	40
2.2.3.2. Analyse de Rugosité et cisaillement du vent	43
2.2.4. Les études techniques et d'intégration locale [19]	45
2.2.5. L'étude d'impact	46
2.2.5.1. Impact visuel [22]	46
2.2.5.2. Impact sonore	47
2.2.5.3. Impact sur l'avifaune [31]	50
2.2.5.4. Impact sur les riverains	51
2.2.5.5. Impact de sécurité et identification des potentiels dangers	52
2.3. Analyse digitale et numérique	55
2.4. Conclusion	57
Références	58

CHAPITRE III

3.1. Les vitesses du vent	62
3.1.1. Unités de mesure de la vitesse du vent	62
3.1.2. Direction du vent	62
3.1.3. Classe des vents	63
3.2. Les données météorologiques	64
3.2.1. Fonction de distribution des vitesses de Weibull [12,13]	64
3.2.2. La densité de puissance de vent	66

3.2.3. Limite de Betz	67
3.2.4. Variation de la vitesse et densité de puissance du vent en fonction de l'altitude [15]	67
3.3. Estimation de la puissance de sortie et production d'énergie d'une éolienne	68
3.3.1. Puissance effective de l'éolienne	68
3.3.2. Puissance utilisable	68
3.3.3. Estimation de l'énergie produite par un parc éolien	69
3.4. Choix de la turbine éolienne	69
3.5. Modélisation et dimensionnement du projet éolien	72
3.5.1. Présentation de WAsP (Wind Atlas Analysis And Application Program [27])	72
3.5.2. Données utilisées par WAsP [28]	73
3.5.2.1. Les Données vent (OWC) Observed Wind Climat:	73
3.5.2.2. Les Données d'obstacle	77
3.5.2.3. Données topographiques	78
3.5.2.4. Données de rugosité	81
3.5.4. Création d'un projet WAsP	83
3.6. Conclusion	85
Références	86

CHAPITRE IV

4.1. Résultats des données statistique de vent	89
4.1.1 Résultats de la distribution de Weibull	89
4.1.2 Résultats de la rose des vent	90
4.1.3 Résultats de la densité de puissance de vent disponible dans l'emplacement du mat de mesure	91
4.2. Résultats graphique des caractéristiques de la région étudiée	91
4.2.1. Vitesses moyennes annuelle de vent	92
4.2.2. Densités moyennes annuelle de vent	93
4.3. Résultats graphique des caractéristiques de la zone choisie	94
4.3.1. Vitesses moyennes annuelle de vent	94
4.3.2. Densités moyennes annuelle de vent	96
4.4. Résultats de simulation et d'optimisation de la ferme éolienne	98
4.5. Conclusion:	102
Références	104

CONCLUSION GENERALE	105
Liste des symboles	109
Liste des figures	111
Liste des tableaux	114
Résumer	115

INTRODUCTION GENERALE

L'épuisement des ressources fossiles, à moyen et à long terme, les variations et les crises répétées du marché du brut, la lutte contre les émissions de gaz à effet de serre et la pollution de l'environnement rendent urgentes la maîtrise des consommations et la diversification des sources d'énergie, dont l'utilisation, le développement et l'exploitation des énergies renouvelables deviennent indispensable pour ne pas dire impérative. On considère qu'une énergie est renouvelable, toute source d'énergie qui se renouvelle assez rapidement pour être considérée comme inépuisable à l'échelle de l'humanité. Les énergies renouvelables sont issues de phénomènes naturels réguliers provoqués principalement par le soleil, les vents les turbulences météorologiques et autre. Le solaire constitue la ressource énergétique la mieux partagée sur la terre et la plus abondante. Le vent est aussi une source d'énergie renouvelable assez importante et se positionne juste après le solaire. Pour exploiter l'énergie du vent, on parle d'énergie éolienne, on utilise plusieurs types et modèles d'éoliennes, pour le pompage de l'eau, pour la production d'électricité etc ; c'est ce qu'on appelle les aérogénérateurs. Toutefois, si l'énergie éolienne est inépuisable, elle n'est pas disponible partout et par temps calme. De plus, il faut beaucoup d'éoliennes pour produire de l'électricité. Les champs d'éoliennes occupent beaucoup de place et se multiplient d'avantage dans les zones venteuses à travers le monde. Certes, elles sont assez bruyantes et modifient parfois le paysage d'une région ; mais ne génère aucun gaz à effet de serre et ne produit pratiquement aucun déchet. Les frais de fonctionnement sont limités, les coûts de production sont prévisibles et se stabilisent à long terme. La ressource principale est bien entendu le vent qui est renouvelable et son exploitation ne comporte pratiquement aucun effet néfaste sur l'environnement.

Un certain nombre de recherches ont été menées sur les champs éoliens en Algérie, notamment dans l'identification et la localisation des régions venteuses à travers le territoire national. Ce travail a pour objectif de projeter une carte nationale de zones venteuses apte à accueillir les projets de fermes éoliennes, capable de produire de l'énergie électrique de source renouvelable et durable. Ces projets d'étude, ont pour tendance, de développer en premier lieu les régions les plus défavorisées du pays qui sont loin des réseaux électriques conventionnels et ceci par la promotion et l'application des énergies propres, renouvelables, durables et environnemental.

L'énergie éolienne est classée en deuxième position de production d'énergie électrique de source renouvelable après le photovoltaïque, qui est caractérisé par la présence d'un gisement solaire important dans notre pays. Cet axe de développement et d'intégration des énergies de source éolienne s'inscrit dans le programme national pour le développement et la promotion des énergies renouvelables durables. Ce programme global et ambitieux consiste à projeter une production énergétique d'origine renouvelable d'une puissance de près de 22 000 MW d'ici l'an 2030, dont 12000 MW sera réservée à la demande croissante de l'énergie national, soit un taux de 40% de la production nationale d'électricité et 10000 MW sera réservée exclusivement à l'exportation énergétique. La part de l'énergie éolienne dans ce programme est estimée à un taux de 3%, soit une production électrique moyenne d'une puissance de 1700 MW, d'ici l'an 2030.

Plusieurs travaux de recherche ont été réalisés au niveau de l'EPST du centre de développement des énergies renouvelables (CDER) depuis quelques années dans le domaine des cartes éoliennes en Algérie. L'étude la plus récente, a été réalisée en 2013 par le docteur Sidi Mohammed BOUDIA qui a réactualisé la carte des vents à 10m de hauteur. Les travaux en question ont été réalisés avec des données météorologiques récentes et avec un grand nombre de points de mesure par rapport aux travaux précédents. Une autre étude sur le gisement éolien en Algérie fut établie par le docteur

Farouk Chellali en 2011. Il a introduit une analyse spectrale pour étudier le phénomène cyclique des vents, il a mis en valeur le site de Hassi R'Mel auparavant sous-estimé et il a contribué aussi à l'actualisation de la carte nationale des vents. L'un des premiers travaux de recherche sur la cartographie éolienne du pays à 10m de hauteur a été réalisé en 2006 par le docteur Nachida Kasbadji Merzouk. Il faut noter que ces travaux ont constitué en parti la plateforme pour d'autres axes de recherche dans le domaine, déjà engagés et couronnés par des résultats et d'autres en cours.

A la lumière des recherches réalisées, nous constatons que notre pays est bien et bel le siège d'un important potentiel énergétique d'éoliennes. Ces sites se situent dans le sud (Adrar, Tamanrasset, Tindouf etc.), sur la porte du sud (Bechar, Naâma, El-Bayad, Laghouat, Djelfa, Msila etc.) et sur les hauts plateaux de (Blida, Tizi-Ouzou, Bordj Bou Arreridj, Sétif etc.), dont les vitesses du vent dépassent les 5 m/s.

Toutes les données et résultats obtenus dans ces recherches demeurent pour le moment à l'état brut et au stade préliminaire. Ils restent insuffisants pour définir avec exactitude les relevés topographiques de l'assiette pouvant accueillir le parc d'éoliennes, la topologie et la rugosité du terrain, les zones d'ombrage et obstacles, les couloirs de passage des courants de vents, les zones de turbulence et la faisabilité technico-économique du projet d'une ferme d'éoliennes.

Les travaux de recherches menés dans cette thèse se concentrent en premier lieu à l'identification du site, pouvant abriter le parc d'éoliennes. Il s'agit là d'une zone venteuse favorable à l'installation et à l'implantation d'un parc d'éoliennes située au nord de Bechar, et plus exactement à Béni-Ounif. Cette zone est caractérisée par un potentiel météorologique venté, elle présente des profils verticaux et horizontaux des vitesses du vent relativement intéressants à travers la distribution de probabilité et de la fréquence des vitesses du vent aussi par les paramètres de Weibull, la vitesse moyenne du vent, et la variation de la densité de puissance. Tout cela conduira à concrétiser quantitativement et qualitativement le potentiel énergétique éolien du site. L'étude et l'analyse prennent aussi en considération l'influence d'autres paramètres et propriétés de la région en l'occurrence les données et relevées topographiques de l'assiette pouvant abriter le parc éolien, l'état de rugosité du terrain, les reliefs, ombrage et obstacles, les couloirs de courants de vents, les brise-vents et zones de turbulence ; sans pour autant oublier l'avantage d'être en proximité d'un réseau électrique conventionnel pour éventuellement absorber cette énergie renouvelable en système hybride.

L'objectif primaire et principal dans nos travaux est de faire ressortir une carte de répartition des vitesses de vent et une autre carte énergétique, mettant en relief la densité de puissance du site. Ces cartes serviront à localiser et à préciser la ou les zones les plus favorables de la région mère choisie et aussi à identifier et définir avec précision la distribution, la quantification et les emplacements les plus optimisées des pylônes d'éoliennes, selon les coordonnées géographiques et topographiques du site défini et établi. Ce choix final après plusieurs sélections et tentatives de délimitations du site en évitant tous les obstacles et freins qui pourront éventuellement endommager le bon fonctionnement du système. Ce site final est alors prédisposé à être le plus rentable en termes de production d'énergie. L'implication et l'application de l'intelligence artificielle dans le mode d'évaluation de la gestion optimale de l'énergie à produire contribue grandement à la prise de décision pour la concrétisation d'un tel projet.

Le modèle utilisé dans nos travaux de recherche se base sur une technique de recherche, d'analyse et d'évaluation de la source et du potentiel énergétique éolien. Il prend en considération tous les paramètres et facteurs cités en amont. Ce modèle de connaissance avec tous ses paramètres sont introduit dans un programme de simulation et de calcul à travers le logiciel WASP « Wind Atlas Analysis and Application Program » de l'Atlas éolien Européen, souvent utilisée pour examiner et analyser les performances des parcs éoliens de différentes capacités. Les résultats de notre travail nous ont permis de définir une configuration optimale d'une ferme éolienne constituée de 34 pylônes d'éoliennes d'une capacité de production électrique équivalente à 27,2 MW.

La faisabilité d'un tel projet d'une station d'éoliennes sur le site de Béni-Ounif dans la wilaya de Bechar, d'une capacité de production électrique intéressante est atteinte et est désormais confirmée. Surtout, que ce projet du parc éolien se trouve en proximité de la centrale électrique et du réseau électrique national pour éventuellement d'un branchement en système hybride.

Cette étude fournira non seulement les données et paramètres nécessaires à la production de l'énergie électrique de source éolienne mais aussi elle consolide le réseau électrique national. Ce travail est le fruit de recherches approfondies dans ce domaine relativement nouveau, et qui s'inscrit aussi dans le cadre de la stratégie nationale actuelle mené par les pouvoirs publiques dans le développement et la promotion des énergies renouvelables, durable et environnemental dans notre pays.

La prospection des sites venteux favorables à l'échelle nationale, l'identification de ces parcs éoliens et la définition des potentiels énergétiques de source éolienne, que pourront rapporter en terme économique et financier au pays, deviennent une nécessité indéniable. L'investissement dans ce créneau ouvrira les portes de l'industrialisation des éoliennes, de toutes les technologies nouvelles notamment dans le secteur agricole, l'industrie agro-alimentaire et autre. Cette stratégie mène notre pays à urbaniser et à édifier de nouvelles villes particulièrement dans le sud Algérien pour un équilibre territorial, un développement durable, équitable et d'avenir à long terme.

Certes L'investissement dans les énergies renouvelables, notamment dans les éoliennes est lourd, mais son impact socio-économique sur la vie et la prospérité du citoyen est incontournable. Il faut noter aussi que le retour de l'investissement est tout à fait réalisable avec une tendance d'amortissement dégressif dans le temps et une compétitivité graduelle du prix du KWH, en plus de l'exportation du surplus d'énergie à travers les pays d'Afrique limitrophes et la rive sud Européenne, sans pour autant oublier la préservation de nos ressources énergétiques d'origine fossile et faire face aussi aux défis environnementaux qui s'imposent. Il s'agit d'une bonne guerre économique qui positionne haut notre pays parmi les nations de la région.

Cette thèse de doctorat se compose de quatre chapitres présentée comme suite :

Chapitre 1, intitulé : Technique d'éolienne

Le premier chapitre à présenté l'historique et le développement de l'énergie éolienne suivi par un état de l'art sur les aérogénérateurs. Ensuite, une brève présentation des caractéristiques des éoliennes à été énoncée ainsi qu'une description profonde des principaux constituants. Puis, le principe de fonctionnement électromécanique a été définie en énonçant les différents types de générateurs utilisés dans la conversion électrique et les différents modes de raccordement au réseau

Chapitre 2, intitulé : Choix du site

Ce chapitre traite les différentes méthodes et modèles à travers un itinéraire méthodologique du choix d'un site favorable capable d'acquiescer un projet de parc éolien. Au préalable, tout projet éolien se base sur une analyse détaillée du site à l'état vierge et de son environnement. Une prospection préliminaire des zones venteuses favorables s'impose. Cette étape repose sur des recherches des bases de données et mesures météorologiques enregistrées pendant plusieurs années sur l'étendue de la région choisie. Il est cité dans ce chapitre plusieurs paramètres, facteurs et conditions du choix d'un site à caractères technique, technologique et environnementales.

Chapitre 3, intitulé : Modélisation, dimensionnement, simulation et optimisation du système éolien

Ce chapitre est consacré aux lois mathématiques permettant de dimensionner le potentiel éolien et d'estimer la production énergétique annuelle de chaque éolienne. L'introduction de la loi de Weibull s'impose et permet de caractériser la distribution des fréquences de vitesses du vent. D'autres techniques analytiques, digitales et numériques sont appliquées Pour définir ce projet. Le modèle de l'aérogénérateur et toutes ses caractéristiques sont exposées. L'analyse du site est établit au moyen de logiciels WASP, avec une présentation de toutes ses fonctionnalités.

Chapitre 4, intitulé : Interprétations et discussions des résultats

Ce dernier chapitre, se consacre à la présentation de tous les résultats obtenus a partir du logiciel WASP. Ces résultats sont; la fréquence de distribution de Weibull, la rose des vent de fréquences et un tableau qui résume les résultats statistique de cette fonction.

CHAPITRE I
TECHNIQUES DES EOLIENNES

Ce chapitre donne une idée générale sur l'énergie éolienne et son intérêt. Cette énergie renouvelable a suivi son chemin depuis plusieurs années avec une croissance annuelle d'utilisation très importante dans le monde. La production d'électricité par l'énergie éolienne intéresse de plus en plus les pays afin de produire une énergie propre et durable. Son développement continuera de progresser grâce aux recherches effectuées sur les moyens de conversion de l'énergie. Une éolienne faisant appel à de nombreux domaines de compétences, allant de la mécanique classique au génie électrique en passant par la résistance mécanique des matériaux à l'aérodynamique jusqu'aux applications numériques. Elle nécessite une communication et un travail en commun entre de nombreux corps de métiers.

1.1. Définition de l'énergie éolienne :

Dérivés de l'action du soleil sur la terre, les vents ont été une des premières sources d'énergie exploitées par les hommes. Pourtant, les vents ne sont pas très dociles, ils sont discontinus et irréguliers. L'énergie éolienne est une énergie renouvelable tirée par la force du vent au moyen d'une machine qu'on appelle l'éolienne. Elle est toutefois aléatoire dans le temps et dans l'espace adéquat, ce qui rend son captage assez complexe et nécessite des études très soignées. La production de l'énergie éolienne dépend des caractéristiques et capacités de la machine éolienne, de sa rentabilité, forcément reliée aux données géographiques, topographiques et météorologique du site dans lequel elle est implantée, aussi à son utilisation, son entretien et sa gestion optimale. Cette énergie est utilisée, soit directement dans les systèmes de pompage d'eau, dans les anciens moulins à vent etc..., soit transformée en électricité par une génératrice, c'est ce qu'on appelle un aérogénérateur. Il sert à transformer une partie de l'énergie cinétique récupérée du vent en énergie mécanique disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice. Plusieurs éoliennes peuvent être regroupées et implantées dans un même site pour former ainsi un parc éolien ou une ferme d'éoliennes.

1.2. Historique et développement:

L'énergie éolienne est utilisée par l'homme depuis très longtemps déjà. Depuis l'antiquité, elle fut utilisée pour la propulsion des navires et ensuite les moulins à blé et les installations de pompage d'eau. Les premières utilisations connues remontent à l'an 2000 avant J.-C [1]. Hammourabi, fondateur de la puissance de Babylone, avait conçu tout un projet d'irrigation de la Mésopotamie utilisant la puissance du vent. La première description écrite de l'utilisation des moulins à vent en Inde date d'environ 400 ans avant J.-C. Les Chinois ont également exploités la puissance du vent pour les systèmes de pompage de l'eau [2].

On estime aussi que le principe de l'éolienne était déjà connu 200 avant J-C, chez les perses qui utilisaient des moulins à vents afin de moudre le grain. Ce n'est qu'au Moyen Age que les moulins à vent se sont considérablement développés notamment aux Pays Bas qui s'en servaient et même aujourd'hui pour pomper l'eau des rivières et des canaux ainsi que la moudre de grains.

L'idée d'une éolienne date de 1802 où Lord Kelvin un physicien anglais, associa une génératrice d'électricité à un moteur éolien. La première éolienne construite et destinée à produire de l'électricité fut construite par Charles F. Brush en 1887 (*Figure 1.1*). Composée de 144 pâles et d'un

diamètre de 17 m, elle produisait 12 kW. Ensuite il expérimenta en 1890 un moulin à vent géant à Cleveland, Ohio, USA pour produire de l'électricité (*Figure 1.1*).

En 1891, Le météorologiste danois Poul La Cour avait mené des recherches dans une soufflerie aérodynamique pour améliorer l'efficacité des moulins à vent et améliorer l'invention de Charles F. Brush. Il conclut ainsi qu'une éolienne à rotation rapide (*Figure 1.2*) ayant un nombre de pales limité produisait plus d'électricité et ceci en associant une dynamo à l'éolienne qui l'a appelée Lykkegard, dont il aura vendu 72 exemplaires en 1908.

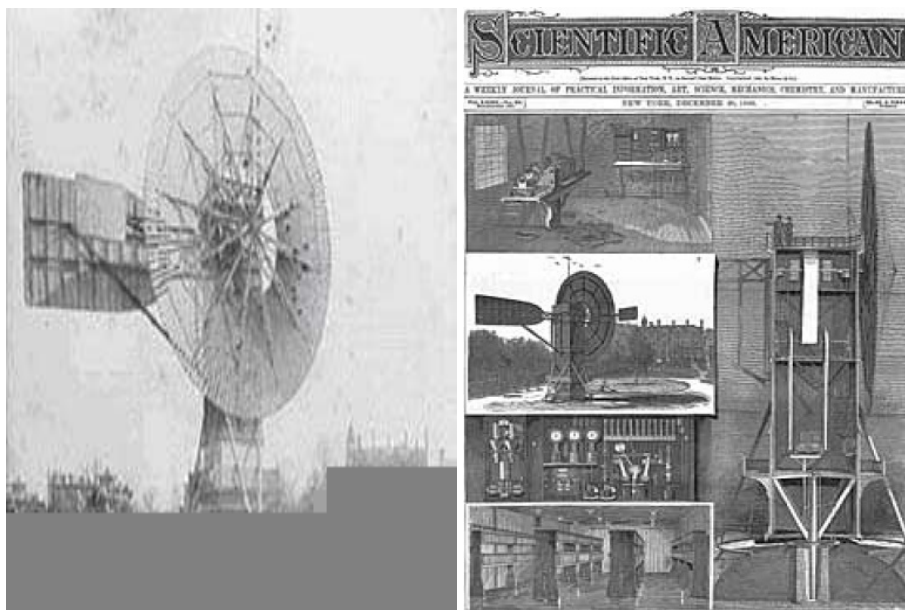


Figure 1.1. Moulin à vent Géant à Cleveland, Ohio de F. BRUSH [3].



Figure 1.2. Éolienne de Poul La cour [3].

Dans les années 1950, Johannes Juul devint aussi un pionnier dans l'utilisation de l'énergie éolienne en construisant les premières éoliennes produisant du courant alternatif. Puis en 1956, Il conçut et construisit "La turbine de Gedser" de 200 kW qui fonctionna pendant 11 ans, et qui devint le modèle de référence pour le développement futur de tous les autres aérogénérateurs (éoliennes équipées d'un générateur électrique) [3].

Plus tard, Darrieus, un ingénieur français fit construire en 1920 la première éolienne à axe vertical munie d'un rotor bipale, d'une hauteur de 20 mètres et d'une puissance de 10 kW (*Figure 1.3*) [3]. Le fonctionnement de cette éolienne repose sur l'effet de portance subit par un profil soumis à l'action d'un vent relatif (effet qui s'exerce sur les ailes d'un avion). Cette configuration présente un avantage important sur les éoliennes classiques, où l'éolienne peut fonctionner quelle que soit la direction du vent. Des recherches sont en cours actuellement visant à améliorer ce système qui reste fragile en cas de vents violents.



Figure 1.3. Éolienne de Darrieus [3].

L'industrie espagnole de l'énergie éolienne a remporté des victoires remarquables tant dans la conception que dans la fabrication des aérogénérateurs. Les États-Unis d'Amérique ont notamment lancé en Californie une opération à grande échelle au début des années 1980 en passant de 7 MW en 1981 à 386 MW en 1985, à 16 813 MW en 2007, à 25 170 MW en 2008 et en 2009 35 159 MW qui occupe la première place en production d'énergie éolienne. En 1991, l'Espagne avait seulement 7 MW de puissance installée ; à la fin de 2008, elle cumulait 16 689 MW de puissance installée et se hissait au troisième rang, et au quatrième rang en 2009 avec 19 149 MW, de tous les pays du monde en matière de production d'énergie éolienne [2].

Aujourd'hui, les études portent sur l'amélioration des matériaux ainsi que sur la chaîne de conversion de l'énergie du vent en énergie électrique exploitable par le réseau. Les premières éoliennes mettent en œuvre une génératrice asynchrone liée aux pales par l'intermédiaire d'une boîte de vitesse, qui fonctionne à vitesse fixe et sont directement reliées au réseau à pas d'interface électronique. Cette

technologie était surtout employée au Danemark dans les années 1970. Les systèmes les plus récents se dirigent d'une part vers la vitesse variable pour maximiser la puissance captée du vent avec l'insertion d'interface électronique entre la génératrice et le réseau [3].

Depuis ces dernières années, la production d'électricité provenant de l'énergie éolienne s'est considérablement développée dans le monde entier grâce aux nouvelles technologies notamment dans le développement et la conception des formes aérodynamiques spécifiques (Figure 1.4). Ceci est principalement dû à deux raisons : La première est de Produire une énergie propre durable et environnementale, le deuxième est de consolider l'idée d'une alternative aux combustibles fossiles épuisables et polluante. À la fin 2014, la puissance éolienne installée dans le monde atteignait 369.6 GW, en augmentation de 51.5 GW en un an. La Chine a installé à elle seule une part de 23.35 GW, soit 45.2 %, dont 31 % de parcs éolien.

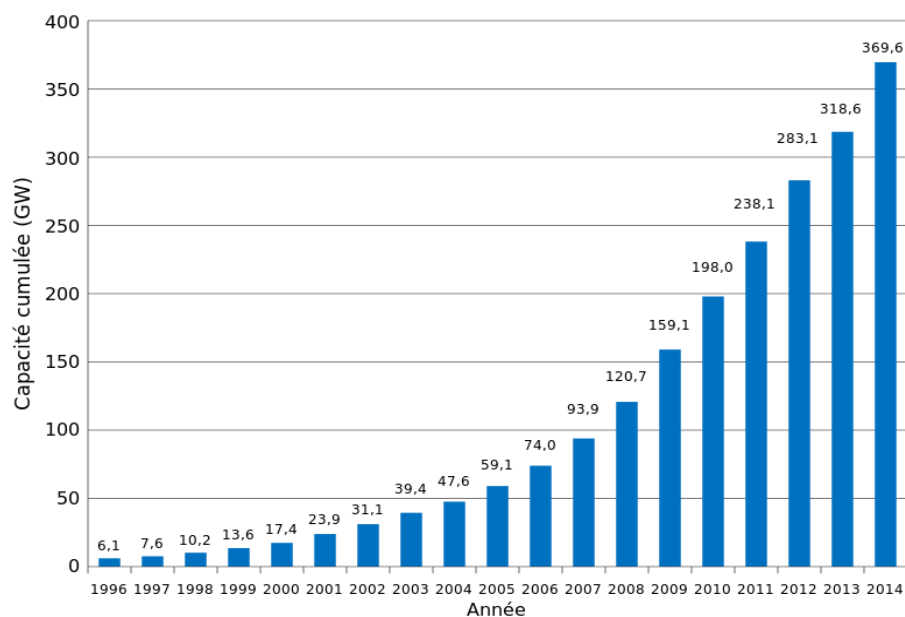


Figure 1.4. Capacité éolienne cumulée en GW dans le monde de 1996 à 2014 [3].

Les États-Unis et la Chine représentent ensemble 38.4 % de la part énergétique éolienne mondial. Les cinq premiers pays (États-Unis, Chine, Allemagne, Espagne et Inde) représentent à eux seuls environ 72.9 %. Pour la première fois, l'Europe représente moins de la moitié de la Capacité totale d'éoliennes installées. Une dégression a été enregistrée allant de 65.5 % en 2006 à 47.9 % en 2009. L'Amérique latine et l'Afrique restent les parents pauvres avec un taux d'utilisation de 0.4 % .

Le développement de l'énergie éolienne en Algérie [6]:

L'Algérie est en train de mettre en place une ambitieuse stratégie pour encourager le développement de l'utilisation des énergies renouvelables qui atteindront 40% de la consommation d'énergie à l'horizon 2030, soit 22.000MW. Le développement des énergies renouvelables dans les sites a fort potentiel énergétique peut contribuer à réduire la dépendance de la consommation conventionnelle de l'énergie électrique et favorise le peuplement de nouvelles zones qui sont actuellement non habitées et par conséquent à développer des activités économique et industrielle autour de ces site a énergie renouvelables.

Malgré un potentiel assez faible, le programme n'exclut pas l'éolien qui constitue le second axe de développement et dont la part devrait avoisiner les 3% de la production d'électricité en 2030.

Le programme algérien dispose déjà d'un parc éolien dans la ville d'Adrar précisément à Kabertene d'une puissance de 10MW. Elle prévoit aussi au future l'élaboration de deux fermes éoliennes de 20 MW chacune qui devraient être réalisées avant 2030.

L'Algérie investie aussi dans les études qui seront menées pour détecter les emplacements favorables afin de réaliser d'autres projets sur la période 2016-2030 pour une puissance d'environ 1700 MW.

Prochainement, il est prévu de lancer les études pour la mise en place de l'industrie éolienne. Sur la période 2014-2020, l'objectif est de parvenir à un taux d'intégration de 50%. Cette période sera marquée par les actions suivantes : construction d'une usine de fabrication de mâts et de rotors d'éoliennes, la création d'un réseau de sous-traitance nationale pour la fabrication des équipements de la nacelle, la montée en compétence de l'activité engineering et capacités de conception, engendrant ainsi un taux d'intégration d'au moins 50% par des entreprises algériennes. Le taux d'intégration devrait être supérieur à 80% sur la période 2021-2030, grâce à l'extension des capacités de fabrication des mâts et des rotors d'éoliennes et le développement d'un réseau de sous-traitance nationale pour la fabrication des équipements de la nacelle. Il est prévu aussi la conception, et la réalisation d'éoliennes par non propres moyens nationaux. Ceci permet de maîtriser l'engineering, les nouvelles techniques et technologies modernes.

1.3. Application des éoliennes [4]:

Les applications de l'énergie éolienne sont multiples allant de la production individuelle, tel que le pompage de l'eau dans les champs agricoles, associées en hybride aux photovoltaïque et autres pour alimenter les zones isolées, les voiliers, les phares dans les îles et aérodromes, les balises de sécurité jusqu' à l'injection dans le réseau électrique.

L'association de l'énergie éolienne en hybride avec d'autres sources d'énergie, tel que les génératrices diesel, modules photovoltaïque, etc... pour garantir la stabilité et déjouer le phénomène aléatoire des vents. L'utilisation de plusieurs formes de génération d'énergie électrique augmente la complexité du système et exige l'étude, la conception et l'optimisation de chacune des sources. Il faut aussi conjuguer la concordance et la cohérence de ces systèmes et réaliser un contrôle de toutes les sources pour maximiser et optimiser la livraison de l'énergie à l'utilisateur.

Les systèmes connectés au réseau n'ont pas besoin de systèmes de stockage d'énergie, ainsi que toute la génération est livrée directement au réseau électrique mais nécessite l'introduction des convertisseurs statique et des optimisations très complexes pour produire le maximum d'énergie.

1.4. Caractéristiques des différents types d'éoliennes [5]:

Les solutions techniques permettant de recueillir l'énergie du vent sont variées. En effet, Il existe actuellement deux grandes familles d'éoliennes qui peuvent être utilisées indifféremment dépendant principalement des préférences visuelles, des puissances nécessaires et de la ressource en vent.

L'aérogénérateur éolien se caractérise par sa taille, sa puissance et son coût. La classification adoptée aux éoliennes, fait apparaître des groupes selon leurs noms, la forme aérodynamique des pales et leurs caractéristiques techniques. Les trois principaux paramètres de fonctionnement sont : l'efficacité, la vitesse périphérique, le coefficient de puissance et pour terminer le coefficient du couple.

1.4.1. La vitesse périphérique et spécifique:

Le premier paramètre qui caractérise l'éolienne est la vitesse périphérique mesurée au bout des pales, elle est déterminée par l'équation 1.1:

$$V_p = \Omega.R \quad (1.1)$$

Où Ω est la vitesse de rotation des pales et R le rayon de la pale .

La vitesse spécifique appelée aussi paramètre de rapidité λ est le rapport entre la vitesse périphérique et la vitesse du vent exprimée par l'équation 1.2:

$$\lambda = \frac{V_p}{V} \quad (1.2)$$

Avec V vitesse du vent.

Les éoliennes peuvent être classées en fonction du paramètre λ :

- pour $\lambda < 3$, l'éolienne est dite lente,
- et $\lambda > 3$, l'éolienne est dite rapide.

1.4.2. Le coefficient de puissance [6]:

Le second paramètre qui caractérise l'éolienne est le coefficient de puissance qui définit le rendement maximale, noté C_p . Il est défini par le rapport de la puissance P_R recueillie sur l'arbre du rotor à la puissance cinétique P_C balayé par la surface du rotor. Le coefficient de puissance C_p est estimé par la formule de Betz exprimée dans la formule 1.3. Il détermine la quantité maximale d'énergie cinétique du vent qui peut être convertie en énergie mécanique avec un rendement allant jusqu'à 0.592.

$$P_R = \frac{16}{27}.P_C \quad (1.3)$$

1.4.3. Le coefficient du couple C_T :

Le troisième paramètre est le coefficient du couple C_T , un paramètre très important qui définit le rapport du coefficient de puissance C_p à la vitesse spécifique λ [5].

Le graphique représenté dans la (Figure 1.5) donne une vue sur les coefficients de puissance C_p habituels en fonction de la vitesse spécifique λ pour différents types d'éoliennes.

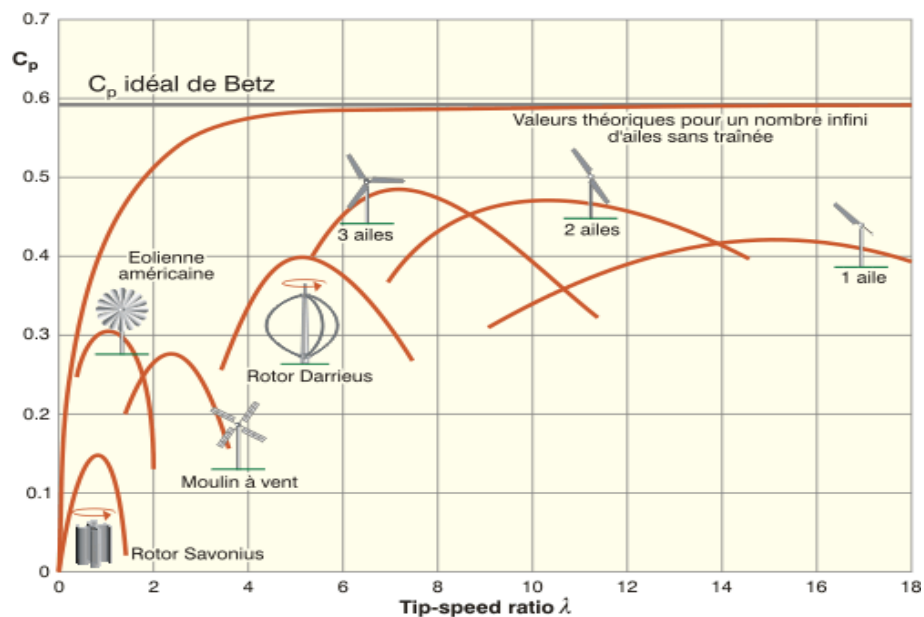


Figure 1.5. Courbes caractéristiques des aérogénérateurs [5].

1.5. Différentes architectures du rotor:

Les turbines éoliennes sont ainsi classées selon l'orientation de leurs axes de rotation par rapport à la direction du vent. Il existe deux type [7]:

- Les turbines éoliennes à axe de rotation horizontal (HAWT): multipale à vitesse lente, tripale ou bipale à vitesse rapide,
- Les turbines éoliennes à axe de rotation vertical (VAWT): type Savonius, type Darrieus, etc.

1.5.1. Éolienne à axe vertical:

Il existe plusieurs prototypes d'éoliennes verticales. Les deux grandes familles sont classées selon leur caractéristique aérodynamique. les aérogénérateurs conçus sur la base de la portance à rotor de Darrieus et ceux basés sur la traînée à rotor de Savonius.

Les Aérogénérateurs à rotor de Darrieus , sont Constitués de deux ou trois pales de profil symétrique biconvexe liées rigidement entre elles et tournant autour d'un axe vertical [8]. elles peuvent être de forme cylindrique, tronconique, parabolique et à variation cyclique (*Figure 1.6*). Leurs fonctionnement est basé en fonction de l'écoulement d'air sous différents angles soumis à l'influence des intensités et directions variables du vent. La résultante génère un couple moteur entraînant l'orientation du dispositif.

Les Aérogénérateur de Rotor Savonius comportent principalement deux demi-cylindres dont les axes sont décalés l'un de l'autre [8](*Figure 1.7*). La mise en mouvement est basé sur le principe de "traînée différentielle" du vent exercé sur chaque demi-cylindres sous différente intensité. La circulation d'air dans l'ensemble entraînant une bonne rotation qui fait augmenter le couple moteur.

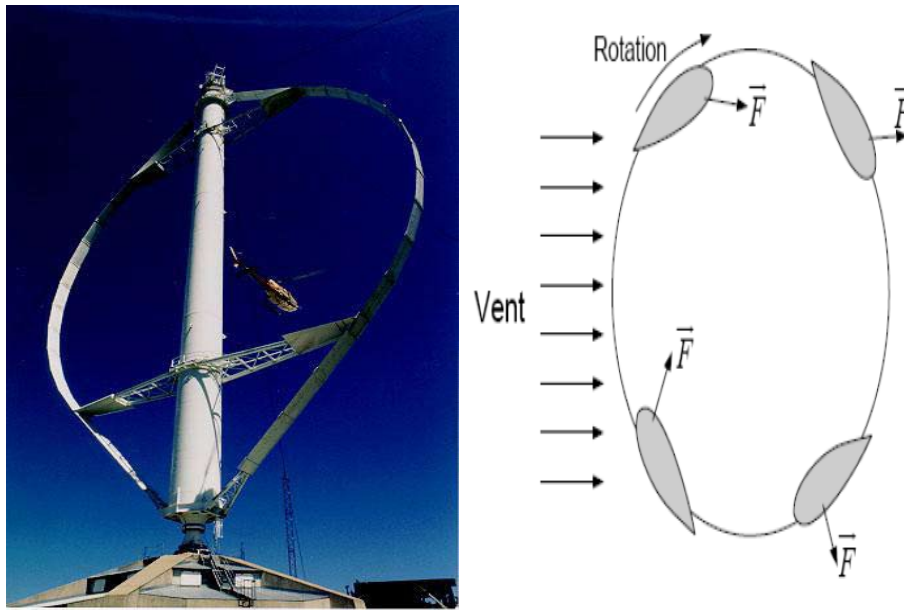


Figure 1.6. Éolienne à axe vertical de Darrieus [8].

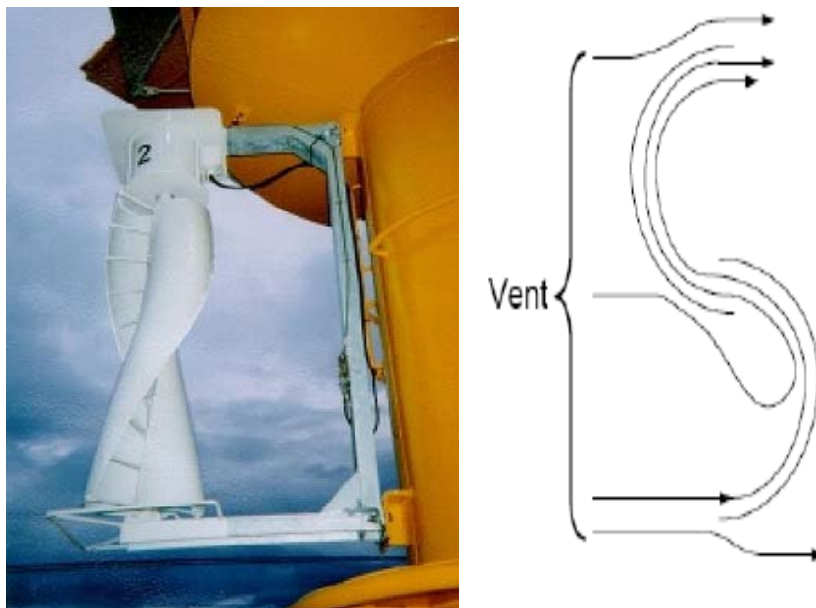


Figure 1.7. Éolienne à axe vertical de Savonius [8].

Les principaux avantages des éoliennes à axe vertical sont les suivants: [8]

- Elles sont simples à fabriquer, accessible et facile à la maintenance et à l'entretien,
- Orientation maniable et automatique en fonctions des directions du vent,
- Seuil de vitesse de démarrage à partir de 2 m/s.

Cependant elles ont quand même des inconvénients: [8]

- Le rendement est relativement faible, dû aux hauteurs d'exploitation très basses,
- Multiplication d'implantation pour les puissances relativement intéressante,

- Elles sont exposées à des problèmes d'aéroélasticité et de contraintes de turbulences.

1.5.2. Éolienne à axe horizontal:

La position du récepteur à plusieurs mètres du sol privilège l'efficacité à moins de contraintes mécaniques. Les éoliennes à axe horizontal sont basées sur la technologie ancestrale des moulins à vent. Ce type de machine utilise des voilures variant de 1 à plusieurs pales. L'aérogénérateur tripal le plus répandue présente un bon compromis entre le coefficient de puissance, le coût et la vitesse de rotation [8]. Il en résulte un meilleur équilibre du rotor et un bon rendement aérodynamique. Il est à noter que l'éolienne à trois pales présente une vision et un meilleur aspect esthétique comparativement aux autres.

il existe deux catégories d'éolienne à axe horizontal (*Figure 1.8*)[7]:

- Position Amont : le vent souffle face aux pales vers la nacelle. Les pales sont rigides et le rotor est orienté selon la direction du vent par un mécanisme d'asservissement de l'orientation.
- Position Aval : le vent souffle sur l'arrière des pales où un phénomène d'équilibre dynamique se produit.. Le rotor est flexible, auto-orientable par un gouvernail .



Figure 1.8. Éolienne sous le vent et face au vent [7].

La disposition des turbines en amont est la plus utilisée pour sa simplicité et donne de meilleurs résultats pour des puissances relativement élevées. Les efforts de manœuvre sont moins importants et présente une meilleure stabilité.

1.6. Principaux constituants d'une éolienne à axe horizontal triplas:

Si les éoliennes ont évolué en taille et en puissance dans le monde entier, leur technologie actuelle est également sensiblement différente des premières éoliennes installées. Les technologies sont aujourd'hui plus sûres et plus fiables grâce à de nombreuses évolutions technologiques. Étant donné la prédominance des éoliennes à axe horizontal dans le monde, les concepts abordés dans la suite de cette étude se limiteront uniquement au cas des éoliennes à axe horizontal tripales. Les principaux composants dans une éolienne à axe horizontal sont le mât, la nacelle et le rotor auxquels sont fixées les pales (*Figure 1.9*) [9].

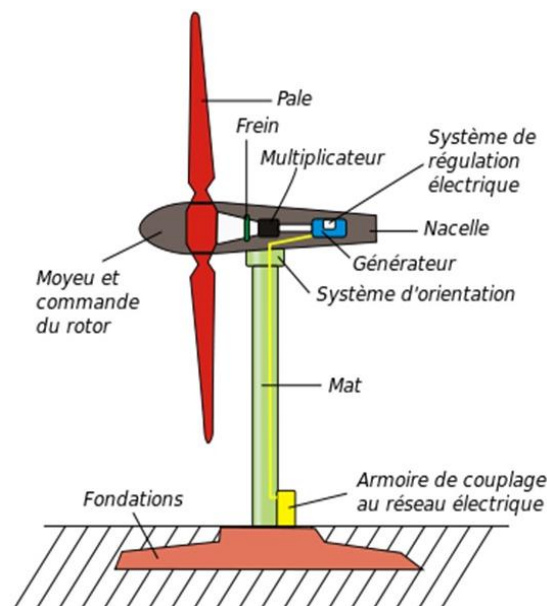


Figure 1.9. Éléments constitutifs d'une éolienne[9].

1.6.1. Le mât ou la tour: est le pylône qui supporte à son sommet l'ensemble des équipements tels que la nacelle, le rotor et les pales à une hauteur suffisante, loin des turbulences du vent. Cet état de fait, améliore la captation régulière de l'énergie cinétique du vent. Le mât de l'éolienne contient également des équipements électriques et électroniques nécessaires à la conversion électrique.

Trois grands types de tour peuvent se rencontrer [10]:

- Tour tubulaire en acier : Malgré un surcoût (construction plus complexe) par rapport aux autres types de tours, elle a la faveur des constructeurs car elle permet d'abriter certains dispositifs de régulation ou de commande et apporte une protection évidente aux personnels chargés de la maintenance ;
- Tour en treillis : son avantage essentiel est sa simplicité de construction, qui la rend attractive pour les pays en voie de développement. mais souvent mal acceptée à cause des enfants qui ont tendance à y grimper;
- Mât haubané : il est simple de construction et s'adresse essentiellement aux machines de faible puissance c'est à dire les petits aérogénérateurs.

1.6.2. Les pales: constituent la partie aéromécanique la plus importante de l'éolienne. Elles captent et transmettent l'énergie cinétique du vent au système de conversion. L'efficacité globale de l'aérogénérateur dépend fortement des forme aérodynamique des pales [9].

Plusieurs éléments caractérisent ces dernières tels que : la longueur, la largeur, le profil, le type de matériau et le nombre de pales [11]. Certains sont déterminés a travers des hypothèses de calcul, de puissance et couple et d'autres paramètres sont choisis en fonction du: coût et de la résistance au climat.

La longueur de la pales: est en fonction de la puissance désirée, la détermination du diamètre du rotor varie en fonction de la fréquence de rotation et que l'hélice obéit aux limites des contraintes au bout des pales dues à la force centrifuge. Il est essentiel de prendre en compte la fatigue des pales et les risques de vibration, surtout pour les très longues pales.

La largeur des pales: est définie en fonction du couple de démarrage qui sera d'autant meilleur que la pale soit large. Pour obtenir des vitesses de rotation élevées, il est préférable d'opter pour des pales fines et légères.

Le profil: est choisi en fonction du couple désiré. Pour la plupart des aérogénérateurs de moyenne et de faible puissance, les pales ne sont pas vrillées. Par contre, pour la plupart des machines de grande puissance (≥ 100 KW), elles le sont (elles prennent la forme d'une hélice). Les caractéristiques des différents profils sont déterminées après expérimentation en soufflerie.

Les matériaux: choisis doivent répondre aux objectifs techniques, légèreté et qualité selon les normes définis par les nouvelles réglementations vis-à-vis du respect de l'environnement [12]. Il est donc important de choisir avec rigueur, la classe des fibres, la classe de la matrice et la mousse constituant le sandwich (mousse adaptée à la mise en œuvre) (*Figure 1.10*). Les caractéristiques mécaniques des matériaux sélectionnés sont déterminées après plusieurs essais de traction, compression, flexion, torsion, délaminage, flambage, fatigue, contrôle de fibres en volume, etc. [12].

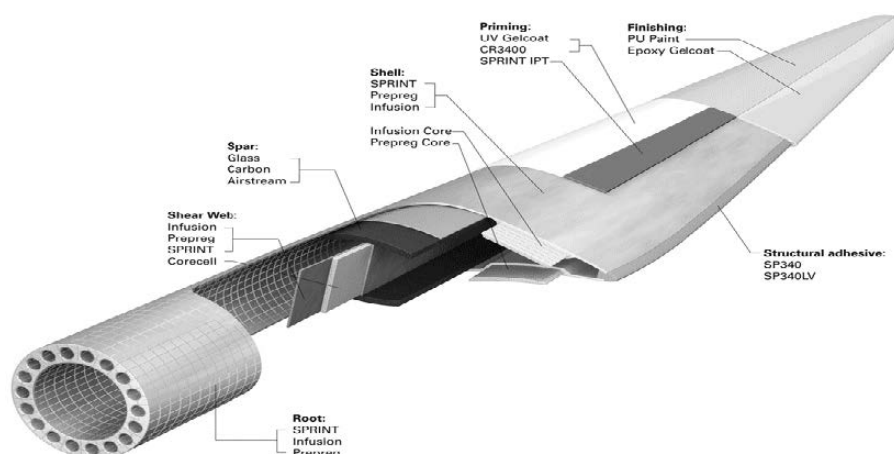


Figure 1.10. Conception d'une pale d'éolienne [13].

Les différents types de matériaux sont présentés ci-dessous [14]:

- Le bois est réservé pour des pales assez petites, il est simple, léger, facile à travailler et résiste bien à la fatigue, mais il est sensible à l'humidité.
- Le lamellé-collé est un matériau composite constitué d'un empilement de lamelles de bois collées. Il est utilisé pour réaliser des pales de longueur allant de 5 à 6 m qui résiste à la fatigue.
- Les alliages d'aluminium sont utilisés pour des pales de longueur allant jusqu'à 20 m.
- Les matériaux composites permettent la réalisation de toutes les formes et dimensions, répondants aux caractéristiques mécaniques de grandes puissances tel que, pale vrillée, corde évolutive et changement de profil.

D'autres composants sont intégrés aux pales qui servent d'office de régulation aérodynamique [13]:

- L'éolienne à pas variable appelé aussi (pitch) comprend un mécanisme constitué d'un moteur actionnant une couronne dentée. il permet de modifier l'orientation des pales par rapport au moyeu pendant le fonctionnement. il permet aussi de réduire l'incidence et maintenir la puissance constante. Entre autres, il permet d'une part le freinage de l'éolienne afin de la protéger des vents violents (en plaçant les pales en drapeau et en réduisant donc la prise au vent) et d'autre part, de maximiser le couple transmis au rotor pour le faire démarrer. Un frein hydraulique est nécessaire pour le verrouillage en position optimisée.
- L'éolienne à pas fixe utilisé auparavant est caractérisée par un système de décrochage aérodynamique appelé (stall). Les pales sont fixées sur le moyeu orientées selon un angle de calage qui permet le décrochage du flux d'air de la surface des pales même pour des vitesses du vent plus grandes que la vitesse nominale de l'éolienne. Cela réduit la portance et augmente la force de traînage. Un frein hydraulique stoppe les pales en cas des vents violent.
- Les volets (aérofrein ou Flaps) s'ouvrent automatiquement, dès que la vitesse du vent devient excessive et/ou si un problème technique est décelé. ils ralentissent les pales ou diminuent leur portance en provoquant un décrochage aérodynamique.
- Les spoilers, encastrés dans le bord d'attaque des pales (freinage aérodynamique). Chaque spoiler est maintenu dans son logement par un ressort de rappel et une masse tarés individuellement en fonction de la position du spoiler sur le bord d'attaque de la pale. À partir d'une certaine vitesse linéaire du vent, la force centrifuge provoque l'éjection de tous les spoilers au même moment modifiant ainsi le profil aérodynamique de la pale.

1.6.3. Le moyeu est une pièce d'acier moulée qui supporte les pales. il est pourvu d'un mécanisme permettant de varier l'angle des pales en les orientant vers les zones favorables d'attaque engendrant une régulation de la vitesse de rotation du rotor. Le moyeu est conçu de manière à permettre l'accès pour l'entretien et réparation depuis la nacelle [15-16].

1.6.4. Le rotor est composé des pales assemblées dans un moyeu (*Figure 1.11*). il reçoit les pales sur des brides normalisées. Il est logé sur un axe fixe appelé arbre de moyeu et se monte sur l'arbre lent.

Il est fabriqué en fonte spéciale à graphite sphéroïdal et protégé par une coupe en polyester en forme d'obus de forme aérodynamique fonctionnelle et à vision esthétique [8].



Figure 1.11. Rotor [16].

1.6.5. La nacelle est une véritable machine perchée au sommet du mât structurée en acier ou en fonte et permet de fixer et supporter le rotor (*Figure 1.12*) [16]. Elle abrite des composants électriques, électroniques, mécaniques et pneumatiques. Ainsi que tous les équipements automatisés d'asservissement de l'ensemble des fonctions de l'éolienne. Autrement dit, c'est le cœur de la production d'électricité par le biais du couplage rotor et arbre lent et les composants électromécaniques. Ces derniers rassemblent l'arbre rapide, les roulements, la génératrice, le multiplicateur, les systèmes de freinage et d'orientation de l'éolienne ainsi que les composants d'interactions associés. La nacelle est continuellement et automatiquement orientée dans la direction dominante du vent.



Figure 1.12. Nacelle [16].

Le système d'orientation de la nacelle: utilise des moteurs électriques pour faire pivoter la nacelle par le biais du pivot d'orientation (couronne dentée : crémaillère) de sorte à placer le rotor perpendiculairement au vent [16]. Un frein mécanique sert de dispositif pour verrouiller l'éolienne

dans l'axe du vent ou d'une immobilisation qui empêche toutes vibrations de rotor, en cas d'arrêt de secours.

Les arbres de transmissions [17]: relie d'une part le rotor au multiplicateur de vitesse par un arbre appelé l'arbre lent à basse vitesse, ou primaire qui tourne à faible vitesse et comporte des conduites hydrauliques de freinage. D'autre part, du multiplicateur au générateur, par un deuxième arbre appelé rapide ou secondaire qui a pour rôle de transférer l'énergie mécanique.

Le multiplicateur de vitesse: est l'intermédiaire entre l'arbre primaire et l'arbre secondaire et joue le rôle du régulateur de vitesse de rotation (*Figure 1.13*). Il permet d'augmenter la vitesse de rotation du générateur par rapport à celle de la turbine [18]. Il existe trois types de multiplicateurs, les multiplicateur à deux ou trois étages épicycloïdaux, les multiplicateur à trois étages parallèles ainsi que les multiplicateur à trois étages, dont deux sont épicycloïdaux et un parallèle.

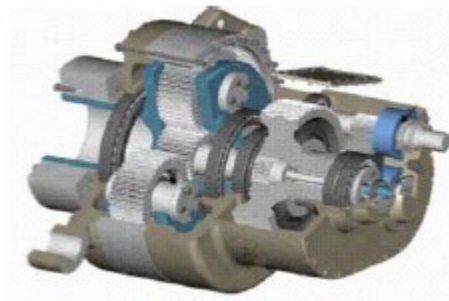


Figure 1.13. Multiplicateur ou boîte vitesse [18].

La génératrice: est l'élément principal de la conversion mécano-électrique [19]. C'est soit une machine synchrone ou asynchrone à cage ou à rotor bobiné (*Figure 1.14*). La puissance électrique de cette génératrice peut varier entre quelque kW à 12 MW [20, 21]. La partie fixe de la génératrice, encore appelé stator, est composée d'un bobinage en cuivre de plusieurs conducteurs cylindriques réunis en faisceaux. La production du champ magnétique dans le stator se fait au travers des épanouissements polaires se trouvant dans le rotor.

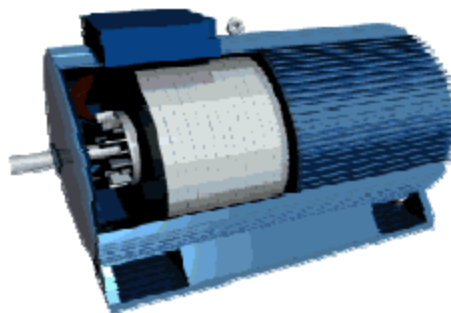


Figure 1.13. Génératrice [20].

Le système de commande: contrôle en permanence le bon fonctionnement de l'éolienne et intervient automatiquement, en cas de défaillance pour la stopper. Les différentes fonctions de

l'éolienne sont entièrement automatisées. L'optimisation de la production de l'éolienne est pilotée par des logiciels informatiques.

Le système de refroidissement: se compose généralement d'un ventilateur électrique qui refroidit la génératrice, et d'un refroidisseur à l'huile ou à eau pour le multiplicateur.

Les feux d'obstacle: sont recommandés pour permettre au trafic aérien de repérer l'éolienne.

Le parafoudre: préserve l'éolienne: en cas de foudres.

Le système de dégivrage: est aussi installé dans les éoliennes implantés dans les sites à climat froid.

La base et les fondations: représentent la liaison entre le mât et le sol [22]. Elles supportent toutes les charges statiques et dynamiques de l'éolienne. La base est souvent circulaire en béton armé dans le cas des éoliennes terrestres.

1.7. Caractéristiques technologiques des éoliennes de grande puissance:

1.7.1. Principe de la conversion électromécanique[9,10]:

L'éolienne utilise la puissance cinétique du vent pour actionner les pales. La nacelle est positionnée continuellement dans la direction du vent grâce aux informations transmises par la girouette. Les pales se mettent en mouvement lorsque l'anémomètre indique une vitesse de vent d'environ 2,78 m/s. La production électrique à partir d'une vitesse de vent supérieur à 3,34 m/s. L'arbre lent transmet cette énergie mécanique à basse vitesse de 5 à 20 tr/min aux engrenages du multiplicateur. Ce dernier fait augmenter cette vitesse de rotation de 1500 jusqu'à 2000 tr/min et la transmet à un arbre rapide entraînant ainsi un générateur électrique qui transforme cette énergie mécanique en énergie électrique (*Figure 1.15*). Il est à noter que certaines éoliennes sont dépourvues de multiplicateur et la génératrice est entraînée directement par l'arbre lent.

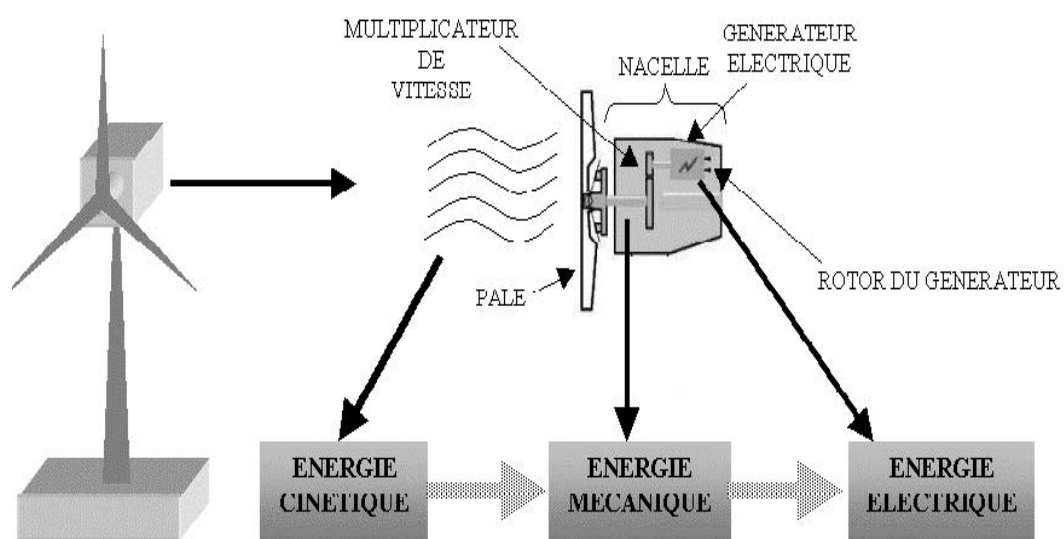


Figure 1.15. Conversion de l'énergie cinétique du vent [10].

1.7.2. Régulation de la puissance

Une turbine éolienne est dimensionnée pour développer une puissance nominale à partir d'une vitesse de vent nominale. Pour des vitesses de vents supérieures à sa puissance nominale, la turbine éolienne doit modifier ses paramètres aérodynamiques afin d'éviter les surcharges mécaniques (turbines, mat et structure), de sorte que sa vitesse de rotation reste constante [23]. Il existe trois techniques principales de contrôle aérodynamique pour limiter la puissance extraite à la valeur de la puissance nominale de la génératrice.

1.7.2.1. Générateur à vitesse fixe [24, 8]:

Les premières éoliennes commercialisées reposent sur l'utilisation d'un générateur asynchrone à cage directement couplé sur le réseau électrique (*Figure 1.16*). Ce générateur est entraîné par un multiplicateur qui lui attribue une vitesse de rotation presque constante même quand la vitesse du vent varie d'un instant à l'autre. Cela est possible grâce aux moteurs mécaniques qui font changer l'angle de calage aérodynamique des pales en fonction des différentes vitesses du vent existantes pour garder le rotor à une rotation constante. Ainsi, cette régulation offre au multiplicateur une vitesse de rotation constante qui est soumise au générateur électrique. La rotation du générateur est maintenue stable quand il atteint sa puissance nominale. Lorsque le vent est trop brutale, les pales se mettent en position drapeau face au vent; l'angle de calage est minimal $\beta=90^\circ$ et la rotation des pales s'arrête impliquant ainsi une production nulle de l'éolienne.

La dynamique relativement lente de la rotation des pales et les variations rapides de la vitesse du vent amènent ce type d'éolienne à avoir un caractère fluctuant de la puissance générée de l'éolienne. La connexion de l'éolienne au réseau nécessite la présence de bancs de condensateurs qui ont pour rôle la compensation de la puissance réactive nécessaire à la magnétisation de la machine asynchrone à cage.

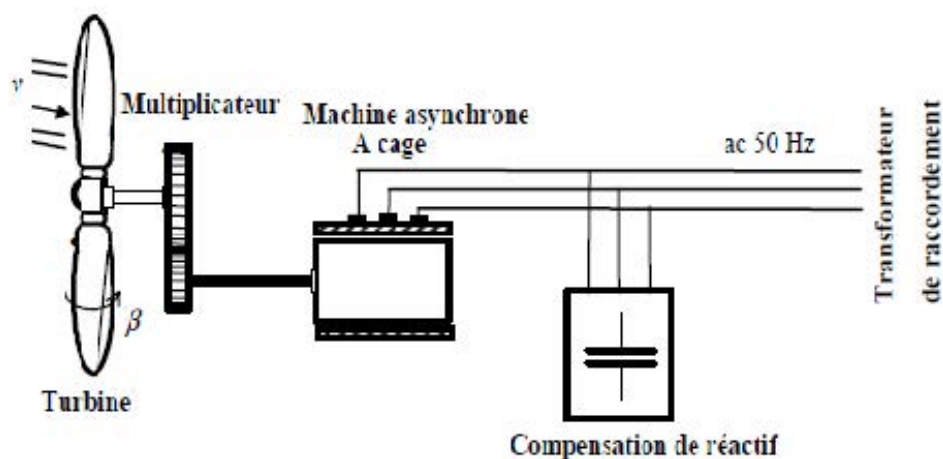


Figure 1.15. Eolienne à vitesse fixe à base de la machine asynchrone à cage [24, 8].

1.7.2.2. Générateur à vitesse variable [25]:

Ce type d'éoliennes sophistiqués sont directement couplées au réseau électrique et utilisent des générateurs électriques de type asynchrone à cage ou synchrone à aimant permanent. La générateur asynchrone à cage est couplée à la turbine via un multiplicateur de vitesse (*Figure 1.17*).

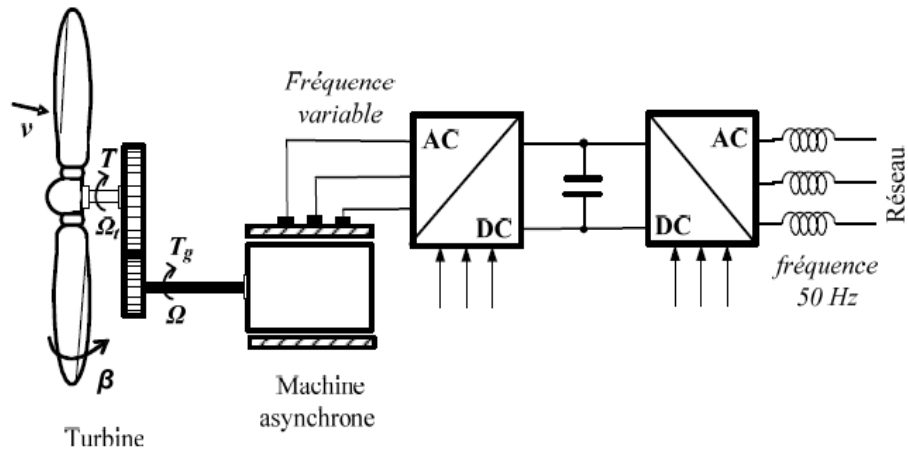


Figure 1.16. Eolienne à vitesse variable basée sur une machine asynchrone [25].

Tandis que la machine synchrone à aimant permanent peut être couplée à la turbine à travers un multiplicateur (*Figure 1.18a*) ou couplée directement à la turbine (*Figure 1.18b*) sans l'utilisation du multiplicateur.

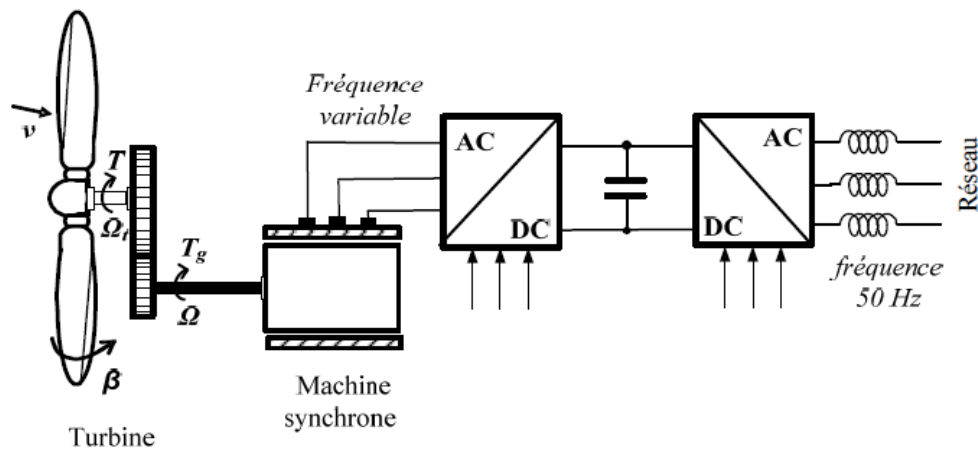


Figure 1.17a. Eolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone couplée à la turbine via un multiplicateur [25].

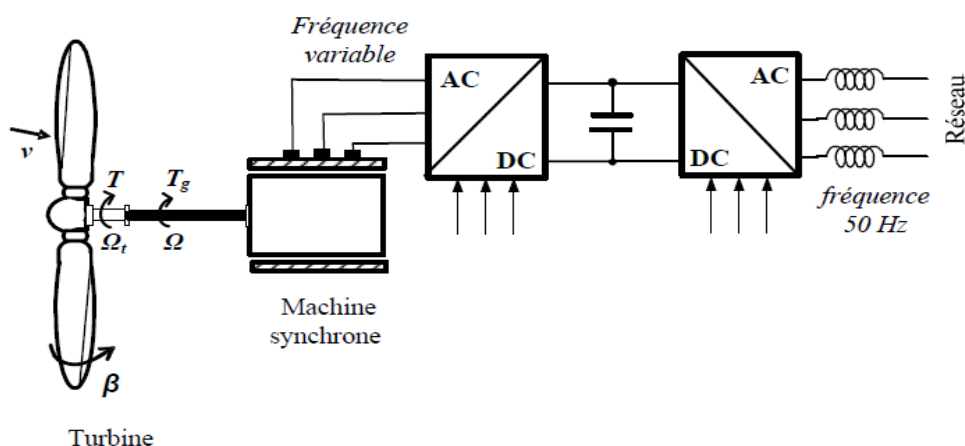


Figure 1.17b. Eolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone directement couplée à la turbine [25].

Ce générateur peut fonctionner même à des vitesses variables du multiplicateur. Cela est possible grâce à deux convertisseurs connectés à l'éolienne et au réseau électrique. Le premier est un convertisseur statique de puissance destiné au dimensionnement de la puissance nominale du générateur en agissant sur sa vitesse de rotation et en permettant de limiter le système d'orientation des pales. Le second convertisseur permet avec une commande adéquate de délivrer des courants de fréquence fixe correspondant à celle du réseau, avec la possibilité de régler le facteur de puissance (puissance réactive). Les pertes des convertisseurs de puissance sont fonction de la puissance des éoliennes et influe sur le rendement du système éolien.

1.7.2.3. Générateur asynchrone à Double Alimentation (MADA) [26]:

Pour les éoliennes utilisant la MADA, le stator de celle-ci est directement couplé au réseau alors que son rotor est connecté au réseau à travers une interface composée de deux convertisseurs statiques (convertisseur coté MADA et convertisseur coté réseau) (Figure 1.19).

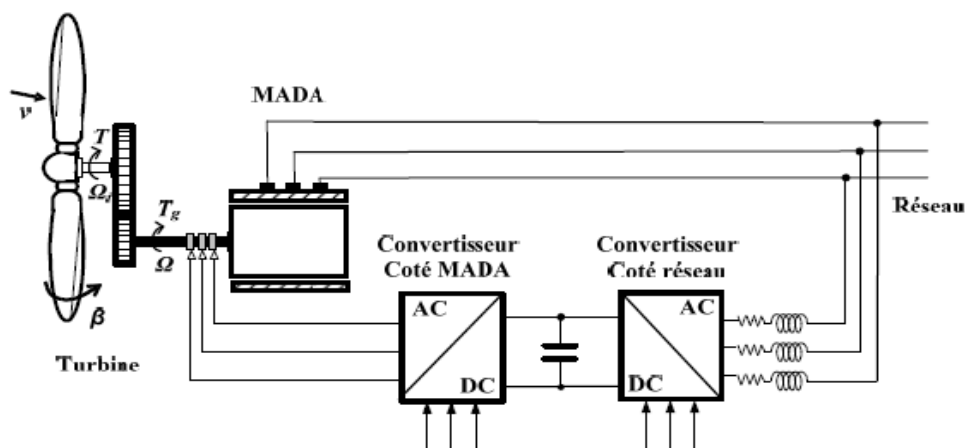


Figure 1.19. Eolienne à vitesse variable basée sur une MADA [26].

Le principe de fonctionnement de la MADA a été largement présenté ces dernières années dans plusieurs travaux tel que [26].

1.7.3. Domaine de fonctionnement d'une éolienne [26]:

La courbe typique donnant la puissance aérodynamique d'un aérogénérateur, fonctionnant à vitesse variable, en fonction de la vitesse de vent (*Figure 1.20*). Trois zones de fonctionnement peuvent être distinguées.

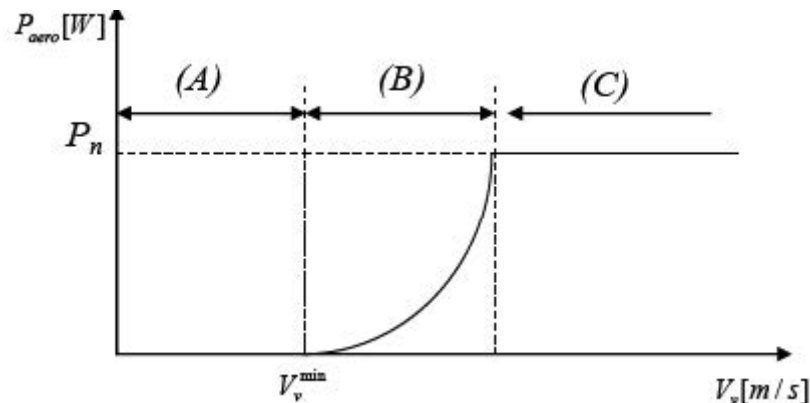


Figure 1.19. Courbe de puissance d'une éolienne [27].

- La zone A : correspond aux vitesses très faibles du vent insuffisantes pour entraîner l'éolienne et produire de la puissance.
- La zone B : représente la partie où il y a un mouvement au niveau de la turbine qui est actionnée par un vent supérieur à V_v^{min} jusqu'à atteindre une valeur maximale de puissance (puissance nominale P_n) et qui représente la puissance maximale de la turbine.
- La zone C : correspond aux vitesses très élevées du vent pour lesquelles la vitesse de rotation de l'éolienne est limitée à une valeur maximale pour éviter des dégâts sur la structure. Par conséquent, la puissance électrique produite est maintenue constante et égale à sa valeur nominale. Au-delà d'une certaine limite de vitesse du vent la turbine doit être arrêtée.

1.7.4. Raccordement électrique

L'électricité produite par le générateur correspond à un courant alternatif de fréquence 50 Hz avec une tension de 400 à 690 V. Des thyristors et de grands transistors de puissance sont employés pour permettre de convertir ce courant alternatif en courant continu. Le courant obtenu est ensuite converti en courant alternatif haut tension élevé jusqu'à 20 000 V par un transformateur, un thyristors ou même de transistors. Ce courant à une fréquence fixe et des ondes carrées qui passent par un système de filtrage utilisant des inductances et des condensateurs appropriés permettant de lisser la forme carrée des ondes. Le courant résultant est ensuite injectée dans le réseau électrique (*Figure 1.21*).

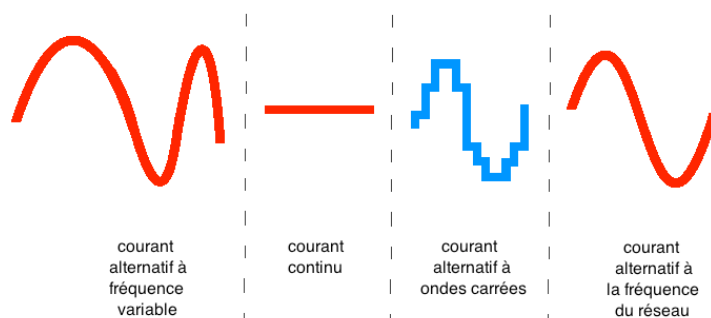


Figure 1.20. Schéma récapitulatif de la conversion du courant [10].

Le raccordement d'éoliennes au réseau global de distribution électrique (sans stockage local de l'énergie) nécessite, comme pour les autres centrales de production électrique, des lignes haute tension [10]. La concentration des éoliennes en parcs terrestres, côtiers ou maritimes correspond à une logique de production électrique (*Figure 1.22*).

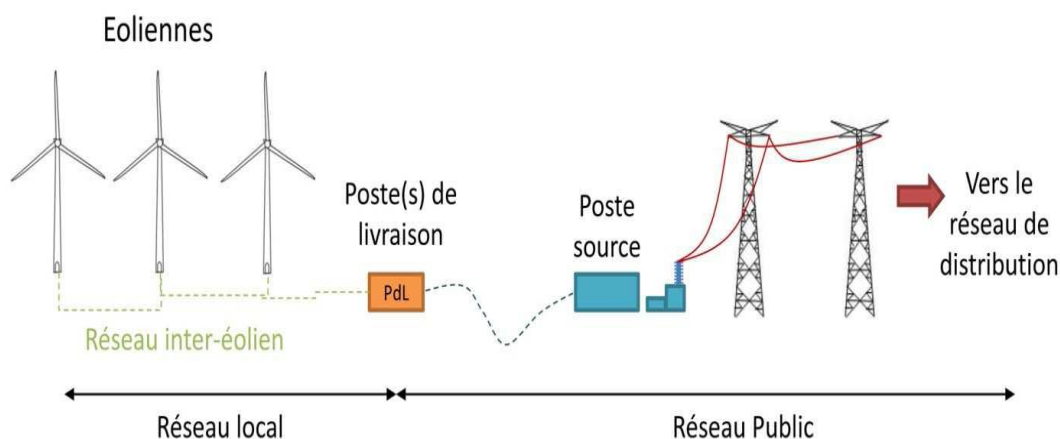


Figure 1.21. Raccordement électrique d'un parc éolien [26].

Le réseau inter-éolien: permet de relier le transformateur, intégré ou non dans le mât de chaque éolienne, au point de raccordement avec le réseau public. Ce réseau comporte également une liaison de télécommunication qui relie chaque éolienne au terminal de télésurveillance. Ces câbles constituent le réseau interne de la centrale éolienne, ils sont tous enfouis à une profondeur minimale de 80 cm.

Le poste de livraison: est le nœud de raccordement de toutes les éoliennes avant que l'électricité ne soit injectée dans le réseau public. Certains parcs éoliens, par leur taille, peuvent posséder plusieurs postes de livraison, voire se raccorder directement sur un poste source, qui assure la liaison avec le réseau de transport d'électricité (lignes haute tension). La localisation exacte des emplacements des postes de livraison est fonction de la proximité du réseau inter-éolien et de la localisation du poste source vers lequel l'électricité est ensuite acheminée.

Le réseau électrique public: relie le ou les postes de livraison avec le poste source (réseau public de transport d'électricité). Ce réseau est réalisé par le gestionnaire du réseau de distribution.

1.8. Conclusion

A travers la synthèse bibliographique relative, ce chapitre a présenté un bref état de l'art décrivant les diverses technologies et les principales caractéristiques des éoliennes proposées dans la littérature en commençant par quelques généralités sur l'énergie éolienne puis un bref aperçu sur les types des aérogénérateurs ainsi que les différents éléments associés. Ensuite, les deux technologies des éoliennes à savoir les éoliennes à vitesse fixe et celles à vitesse variable ont été présentés brièvement. L'état avancé des recherches dans le domaine éolien montre une volonté de développer des éoliennes toujours plus puissantes, performantes et capables de capter au mieux la puissance disponible du vent. Beaucoup de recherche sont faites en ce moment sur les stratégies des différentes chaînes de conversion utilisées pour la production d'électricité éolienne.

Références

- [1] F .Chellali , «Etude du comportement stochastique et cyclique du vent en Algérie», Thèse de Doctorat, Ecole Nationale Polytechnique, Alger. 2011.
- [2] Multon. B, Gergaud. O, Ben Ahmed. H, Roboam. X, Astier. S : Etat de l'art des aérogénérateurs. L'électronique de puissance vecteur d'optimisation pour les énergies renouvelables, ed. NOVELECT-ECRIN, pp.97-154, 2002.
- [3] Y. Himri, B. Draoui, S. Himri, "Wind characteristics of Algeria", Nanotechnology Conference and Trade Show June 1-5 Boston Massachusetts U.S.A. 2008.
- [4] T. DOUADI «Etude et Commande d'un Système Eolien à Base d'une Génératrice Asynchrone» Thèse De Magister de Université De Batna ; Soutenue en 2011.
- [5] A. Benretem , D. Khalfa , N. Zerari , « Assessment of the Wind Field in the East Coast Algerian Regions for the Installation of Wind Farms » ,Laboratory of Electromechanical Engineering Badji Mokhtar-Annaba University – Algeria ,16emes Journees Internationales de Thermique ,Marrakech (Maroc), du 13 au 15 Novembre, 2013.
- [6] 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 Abou Bekr Belkaïd Tlemcen, 2013.
- [7] GASSAB Samir«Modélisation d'une centrale à énergie renouvelable photovoltaïque-éolienne»,Thèse de Magister, UNIVERSITE FERHAT ABBAS – SETIF UFAS (ALGERIE),2011.
- [8] F. POITIERS «étude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne. Le 19 décembre 2003 à l'Ecole polytechnique de l'Université de Nantes » Thèse Doctorat de Université De Nantes; Soutenue en 2003.
- [9] Melloul. A, Simulation et diagnostic d'une machine asynchrone à double alimentation d'une éolienne. Mémoire de magister, Université de Sétif, Sétif (Algérie), 2011.
- [10] B. Multon, X. Roboam, B. Dakyo et C. Nichita, O.Gergaud, H. Ben Ahmed "Les aérogénérateurs électriques", rapport, 2004.
- [11] C. Benoudjit « étude pour la conception d'un banc d'essais pour énergie éolienne » : thèse de magistère de l'université de Batna, juin 2004.
- [12] Milha Touati. M: Conception et réalisation de pales de petites éoliennes. Exposé de projet (www.saharawind.com Consulté : Janvier 2016).
- [13] Guérette. D: Asservissement d'une éolienne à vitesse variable et à pas fixe dans le cadre d'un système de jumelage éolien-diesel à haute pénétration; Thèse de Doctorat, Université du Québec à Rimouski, Rimouski (Canada), 2010.

- [14] Nadjah. M, Khechana. M, Laiche. L, Ouksel. T et Mahfoudi. C: Etude de l'hélice d'une éolienne de 5 kW. Revue des Energies Renouvelables CISM'O8 Oum El Bouaghi, pp. 37-48, 2008
- [15] H. Hofmann, S.R. Sanders, "High speed synchronous reluctance machine with minimized rotor losses", IEEE trans. on industry appl., vol 36, pp119-125, 2000.
- [16] Torbjorn Thiringer, Jan Linders, "Control by Variable Rotor Speed of a Fixed- Pitch Wind Turbine Operating in a Wide Speed Range", IEEE Trans. on Energy Conversion, Vol.8, n°. 3, pp.520-526, Sept. 1993.
- [17] Drouin G., Gou M., Thiry P., Vinet R., "Eléments de machines", éditions de l'École Polytechnique de Montréal, Canada, 1986.
- [18] S.A.Papathanassiou, M.P. Papadopoulos, "Dynamic behavior of variable speed wind turbines under stochastic wind", IEEE Trans. on Energy Conversion, Vol. 14, No. 4, pp. 1617-1623, December 1999.
- [19] M. Liserre, R. Cárdenas, M. Molinas, J. Rodríguez, "Overview of Multi-MW Wind Turbines and Wind Parks," IEEE Transaction on Industrial Electronics, vol. 58, no. 4, pp. 1081–1095, April 2011.
- [20] R. Pena, J. Clare, and G.M.Asher, "A doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters supplying an isolated load from a variable speed wind turbine", IEEE proc.Electr.Power Appl, vol. :143, pp. 380-387, Septembre 1996.
- [21] D. Mprales « Optimalité des éléments d'un système décentralisé de production d'énergie électrique – 162 pages – R : 378.242 - Thèse préparée et soutenue à Supélec, Gif, Energie en Juillet 2006.
- [22] France Energie Eolienne: Guide technique, élaboration de l'étude de dangers dans le cadre des parcs éoliens. France, 2012
- [23] A. Tounzi, Utilisation de l'Energie Eolienne dans la Production de l'Electricité", Revue 3EI, pp.24-38, 2000.
- [24] L. Lelercq, A. Davigny, A. Ansel, B. Robyns, « Grid connected or islanded operation of variable speed wind generators associated with flywheel energy storage systems », Proceedings of the 11th International Power Electronics and Motion Control Conference, EPE – PEMC 2004, Riga, 2-4 septembre 2004.
- [25] Bruno François, Emmanuel Dejaeger, « Solutions pour la connexion et l'apport aux services « système » d'éoliennes connectées au réseau moyenne tension », Recueil de la journée SRBE – SEE – L2EP « Eolien et réseaux : enjeux », HEI, Lille, 22 mars 2005.
- [26] Tarak GHENAM, Supervision d'une ferme éolienne pour son intégration dans la gestion d'un réseau électrique, Apports des convertisseurs multi niveaux au réglage des éoliennes à base de machine asynchrone à double alimentation, these de doctorat, Lille I, Lille III, Artois, ULCO, UVHC, EC Lille, 2011.

[27] A. Mirecki .Thèse Doctorat « Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance », Institut National Polytechnique. Toulouse. 2005.

CHAPITRE II
CHOIX DU SITE

Dans ce chapitre nous traitons les différentes techniques d'identification d'un site venteux favorable à l'installation d'un éventuel projet de parc éolien qui pourrait être connecté au réseau électrique

La prospection des zones venteuses favorables à ce type de projet, repose initialement sur toutes les recherches et mesures météorologiques enregistrées pendant plusieurs années sur l'étendue du territoire national. Les résultats de ces recherches sont répertoriés et représentés dans plusieurs cartographies [1], qui présentent une vision générale du potentiel du gisement solaire et éolien au niveau régional et national. A travers ces cartes nous pouvons lancer toutes les investigations et les prospections avec précision sur les régions à potentiel venteux favorable aptes à accueillir des fermes éoliennes.

D'autres données techniques sont analysées dans ces régions, telles que, les effets locaux [2] influant le comportement du vent, l'opportunité de raccordement au réseau électrique national et les différentes contraintes réglementaires, environnementales, paysagères et patrimoniales, qui peuvent surgir au cours de nos investigations. Une fois les recherches et le balayage de ces cartographies sont établis, les zones venteuses favorables se manifestent, et nous invitent à engager des études plus approfondies sur le site choisis, qui pourra accueillir éventuellement le projet d'une ferme éoliennes.

2.1. Les étapes de développement d'un projet éolien [3-4]:

Une fois la zone venteuse favorable est déterminée, elle s'en suit par la limitation du site et de sa configuration, en fonction du potentiel énergétique probable escompté. Tous ces travaux sont l'aboutissement de plusieurs années d'études, d'analyses, de rencontres et de planification. Au préalable, tout projet éolien se base sur une analyse de l'état initial du site et de son environnement.

La bonne ressource de vent est un élément fondamental dans le choix d'un site, cependant la possibilité d'insérer des éoliennes dans un paysage déterminé constitue également un facteur de décision important. Certaines caractéristiques d'un quelconque site naturel peuvent être contraignantes et constituent un obstacle majeur à l'implantation d'un parc éolien tel que la protection d'une faune particulière, la présence d'un site classé au patrimoine national, un foncier privé ou publique, l'éloignement trop important du réseau électrique de raccordement, etc.

De même, il convient dès les prémices de tout projet de commencer la concertation conjointe avec les populations et les élus locaux afin d'éviter toutes divergences et discordances dans la projection et la réalisation d'un tel projet. Enfin, les contraintes d'ordre réglementaire peuvent confirmer ou infirmer la viabilité du projet.

Des les premières prospections jusqu'au démantèlement d'un site, une fois son exploitation est achevée, le parc éolien est rythmée par six étapes:

2.1.1 Etude de pré-faisabilité:

La pré-étude de faisabilité consiste à identifier à l'intérieur des zones favorables, les terrains qui présentent les qualités requises pour accueillir une centrale éolienne. Elle permet de collecter et synthétiser les nombreuses informations nécessaires sur le site qui sont les suivants:

- **Le gisement éolien**

Lors d'une planification d'un avant projet éolien, le facteur important de décision sur le choix d'emplacement et d'implantation d'éoliennes est fonction de la prédiction des vents forts et réguliers qui caractérisent la région projetée à l'étude.

Pour mesurer et qualifier les conditions de vent du site, un ou plusieurs mâts sont installés pour permettre de collecter les informations à différents endroits et hauteurs sur une période de plusieurs mois. Les informations recueillies concernent à la fois la vitesse, la direction, la fréquence et aussi l'intensité des turbulences qui peuvent provoquer un vieillissement précoce des installations. D'autres paramètres qui influent sur l'état du projet sont parallèlement mesurés tel que: l'humidité, la pression atmosphérique, la température de l'air [5].

Les premiers résultats sont le plus souvent mis en relation avec les analyses météorologiques établies à long terme, et qui permettent de définir la compatibilité ou l'incompatibilité des mesures effectuées sur les mâts expérimentaux avec les données météorologiques initiales.

- **Les études techniques:**

En même temps, d'autres études techniques sont abordées qui concernent l'accès au site, les études des sols et du génie civil, les possibilités de raccordement électrique.

- **Critère Environnementaux et réglementaire [6]**

A la fois, L'étude de préfaisabilité intègre également les premières expertises de cabinets indépendants sur des domaines tels que le foncier, le paysage, l'acoustique, la faune et la flore.

- **Les premiers contacts avec élus locaux:**

Une fois les terrains potentiels identifiés, une première phase de concertation est menée avec le maire et les élus des communes concernées pour leur présenter le projet. En parallèle, des rencontres sont faites avec les propriétaires et exploitants agricoles des terrains identifiés. Il s'agit également de relayer l'information auprès des citoyens, notamment par le biais d'un bulletin municipal, de réunions publiques, d'expositions etc.

2.1.2 Etudes de faisabilité:

L'étude de préfaisabilité est suivie après par une étude de faisabilité. Le site doit présenter de bonnes aptitudes pour l'exploitation d'une ferme éolienne et que le projet aura un impacte socio économique positive sur la région retenue et convaincre les élus locaux de l'intérêt du retour d'investissement économique et stratégique sur leurs populations. Elle consiste à valider le site qui définit l'emplacement optimal des éoliennes et de sécuriser les terrains d'implantation. Elle se traduit par les points suivants:

- **Les études techniques et d'intégration locale:**

Ces études concernent, la détermination des voies d'accès et aires de grutage, l'implantation des machines, Le raccordement du réseau inter-éolien au poste source électrique, les interférences aux faisceaux hertziens, le givre et les ombres portées par la rotation des pales, la consultation des plans d'aménagement du territoire, l'éloignement des habitations, etc.

- **L'étude d'impact [7]:**

L'étude d'impact est l'un des éléments essentiels d'information du public ; elle présente les impacts de l'installation sur l'environnement. Il s'agit d'une démarche globale d'évaluation de l'état initial du site et les éventuels impacts potentiels liés à l'implantation de la ferme éolienne sur l'environnement, la biodiversité, les riverains, le paysage et le patrimoine local. Elle prend en compte plusieurs éléments en incluant des études détaillées portant sur la faune, l'archéologie, l'acoustique, les monuments historiques ou les sites sensibles et protégés. L'étude d'impact est aussi l'un des éléments essentiels d'information du public.

L'étude d'impact remplit ainsi plusieurs objectifs cités ci-dessous :

- ❖ Concevoir le projet de moindre impact environnemental et préciser de quelle manière il s'insère avec harmonie dans son environnement: le maître d'ouvrage peut ainsi démontrer comment les préoccupations environnementales ont fait évoluer son projet;
- ❖ Informer les pouvoirs publics du bien-fondé du projet, ainsi que les éléments positifs que celui-ci apportera aux citoyens concernés;
- ❖ Apporter des éléments d'information au public visé afin de permettre à celui-ci de se faire une opinion détaillée sur le projet et le faire participer à la prise de décision;
- ❖ Eclairer l'autorité administrative sur la décision à prendre: informer l'administration compétente pour autoriser les travaux et la guide pour définir les conditions dans lesquelles cette autorisation est donnée.

L'étude se comporte aussi par:

- ❖ Une description du projet et les raisons du choix
- ❖ L'étude de variantes d'installations des éoliennes
- ❖ L'étude des effets sur la santé

Au final, l'étude d'impact est accompagnée d'une étude de sécurité, de dangers et de risques, conformément à la réglementation relative aux installations classées.

- **Analyse digitale et estimation du coût**

L'analyse du site au moyen de logiciels de calcul et sa modélisation digitale permettent de choisir les éoliennes les mieux adaptées en terme de hauteur, de diamètre du rotor, de puissance, etc., ainsi que du choix de leurs implantations sur le terrain. Cette étape est essentielle, car elle permet de confirmer la faisabilité économique et la viabilité financière du projet sans pour autant oublier de maximiser le potentiel énergétique des éoliennes de la ferme et de valoriser la production future.

- **Accords fonciers avec les propriétaires et exploitants [8]:**

Les élus locaux donnent leur autorisation pour lancer le projet éolien sur leur territoire puis des promesses de bail sont conclues avec les propriétaires agricoles et exploitants qui ont accepté de louer une partie de leurs parcelles pour l'installation d'une ou plusieurs éoliennes. La durée du bail permet de couvrir le délai d'obtention du permis de construire ou autorisation équivalente.

A ce stade les premières réunions d'information peuvent être organisées pour informer de manière transparente tous les habitants des communes concernées par le projet afin de favoriser le

sentiment d'adhésion. Les renseignements doivent répondre aux diverses attentes et souhaits des riverains, expliquer les avantages de l'énergie éolienne au regard de la problématique climatique, et leur faire savoir que leurs avis et opinions seront largement intégrés lors de la conduite du projet.

2.1.3 Elaboration du projet:

- **Dépôts de demandes de permis de construire et d'autorisation d'exploiter [9]:**

La construction d'un projet éolien nécessite plusieurs autorisations administratives. La procédure commence par la déposition d'une demande de permis de construire à la mairie du chef lieu dans lequel est programmé le projet éolien et une seconde autorisation d'exploitation électrique auprès du ministère de l'énergie. D'autres autorisations sont parfois nécessaire telle que la demande d'autorisation de défrichement ou d'une dérogation relative aux espèces protégées. En parallèle d'autres procédures administratives sont engagées telle que la demande d'approbation du raccordement électrique au réseau national et la signature du contrat de prestation.

Une fois le dossier est complété, il est déposé auprès des services concernés de la wilaya, une consultation de l'autorité environnementale engage une enquête pour statuer sur la validité du projet..

- **Le financement:**

Après obtention des permis de construire, un plan de financement du projet est mise en place pour chercher des investisseurs participatif avec différents partenaires (banques, investisseurs étatique et privés, etc.). Au cours de cette phase, des contrats sont conclues avec les fournisseurs et les services spécialisés.

2.1.4. Construction:

La phase de réalisation débute par la commande des turbines. Des appels d'offres pour intervenir à la réalisation des travaux techniques et les études d'exécution détaillées sont ensuite réalisés. La construction du parc éolien peut alors commencer avant l'arrivée des turbines sur le site par la réalisation des voies d'accès, des aires de grutage, travaux de terrassement, fondation en béton des éoliennes, tranchée pour acheminement des câbles de raccordement électrique inter-éolien. Ces travaux de génie civil durent généralement entre 6 et 9 mois avant la réception et l'implantation des machines.

Enfin, après des contrôles effectués par les organismes certifiés, les éoliennes sont raccordées au réseau électrique.

2.1.5. Mise en service et exploitation [10]:

La période de mise en service commence par des tests qui déterminent les réglages d'optimisation de chacune des turbines de la ferme éolienne. Lorsque la période de test est validée, le contrat d'achat d'électricité produite débute.

Pendant les années d'exploitation, la ferme éolienne est surveillée et pilotée à distance depuis un centre d'exploitation par un groupe de personnels qualifiés.

Un autre groupe effectue des maintenances préventives et curatives régulièrement pour assurer le bon état général de la ferme et pour répondre aux obligations de surveillance et de performances techniques. Des contrôles réguliers sont également effectués par les inspecteurs des installations classées.

Le groupe de suivi administratif s'en charge d'assurer la gestion financière et de comptabilité. Alors que, le groupe d'exploitation technique se charge du bon fonctionnement technique des machines.

2.1.6. Le démantèlement:

La durée d'exploitation d'une éolienne est en moyenne de 20 ans et peut aller jusqu'à 25 ans pour les modèles récents. A l'issue de son exploitation, les éoliennes de la ferme sont démontées et le site est remis en état initial, conformément à la réglementation. La plupart des composants de l'éolienne sont recyclés et l'exploitation peut être prolongée. L'exploitation du site se poursuit avec de nouvelles éoliennes. Aujourd'hui, renouveler un projet éolien nécessite les mêmes autorisations que la création d'un nouveau projet.

2.2. Choix de la région:

La carte suivante, montre le gisement éolien existant sur l'étendue du territoire national (*Figure 2.1*) issu et publiée par "World Bank Group", financé par "ESMAP" et développé par "DTU Wind Energy et Vortex"[11]. Cette représentation résulte des calculs réalisés par plusieurs modèles qui se basent sur l'analyse d'un satellite d'observation de la dynamique de l'atmosphère terrestre et précisément à la mesure des vitesses et direction des vents. La source de données est échantillonnée de la période 1997 à 2016 à une élévation de 100m au dessus du niveau du sol.

Il est constatable que l'Algérie est bel et bien le siège d'un potentiel important de zones venteuses. Elles se situent précisément dans le sud (Adrar, Tamanrasset, Tindouf...), au centre (Béchar, Naâma, El Bayadh, Laghouat, Djelfa, M'Sila...), sur les sites côtiers (Oran, Bejaia, Tipaza...) et sur les hauts plateaux de (Blida, Tizi Ouzou, Bordj Bou Arreridj, Sétif...) où les vitesses du vent dépassent les 5 m/s [12].

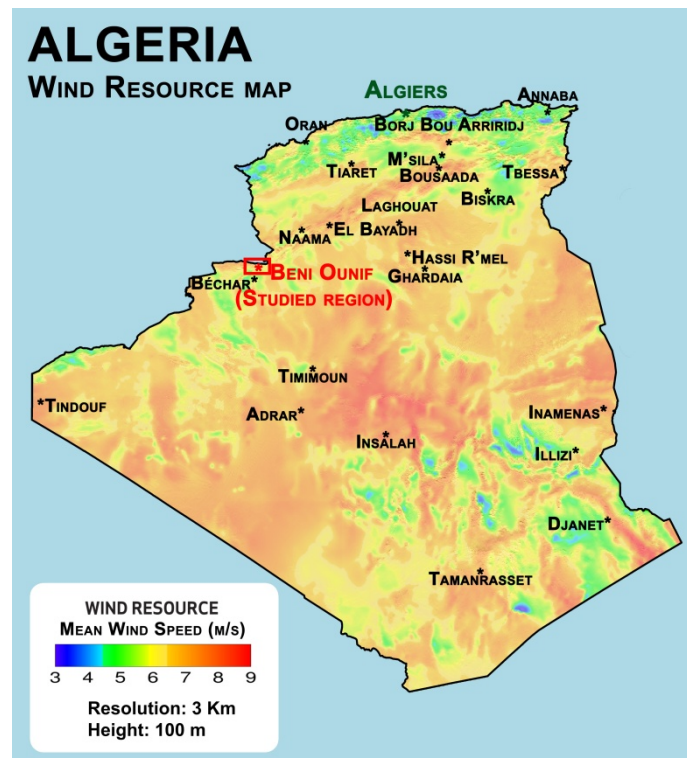


Figure 2.1. Carte des ressources éoliennes de l'Algérie [11].

2.2.1. Situation géographique de la région étudiée

Le choix de la région sélectionnée à l'étude dans cette thèse est le village de Béni Ounif à partir de cette carte. Il apparaît que cette région dispose d'un bon potentiel éolien. Elle se situe dans le nord de la wilaya de Béchar délimitée par le périmètre rouge dans la carte (*Figure 2.1*). La zone délimitée à l'étude est comprise entre les latitude 31.77° et 32.06° et les longitude -1.16° et -2.03°. Ce périmètre compte 230 km et représente une surface estimée à 2680 km². L'altitude varie entre 750m et 1950m au dessus du niveau de la mer. La région est caractérisée par un climat désertique sec et chaud, où le mois le plus chaud est juillet, dont la température moyenne est de 31.9 °C et le plus froid est le mois de janvier dont la température moyenne est de 7.48 °C [1]. Cette région est caractérisée principalement par un terrain sableux.

La représentation graphique du terrain de la région (*Figure 2.2*) est dérivée de Google Earth, un logiciel propriété de la société Google, permettant une visualisation localisée avec un assemblage de photographies aériennes et satellitaires anciennement produite par Keyhole inc [13].

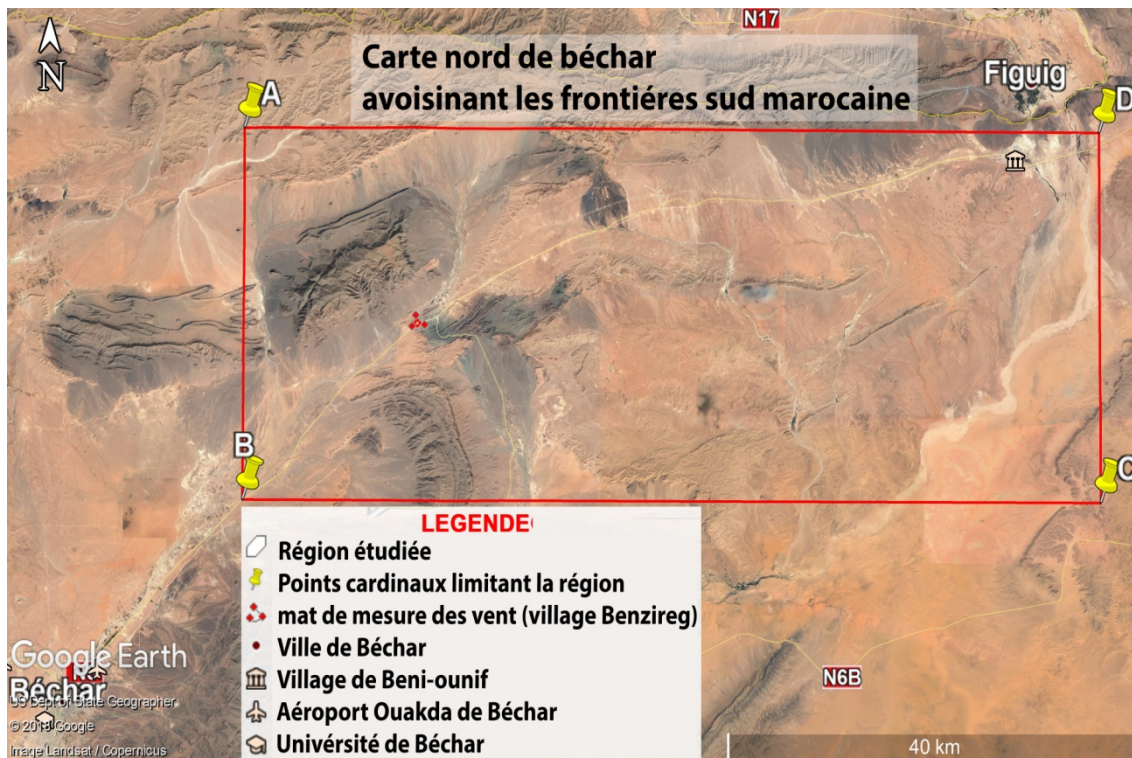


Figure 2.2. Localisation de la région étudiée et position du mât de mesure des vents [13].

2.2.2. Implantation du mât de mesure

Le mât de mesure contient un anémomètre pour mesurer les vitesses du vent et une girouette pour connaître les directions du vent. L'implantation du mât doit être dans un site adéquat et doit obéir aux règles de dégagement classiques de l'OMM (Organisation Météorologique Mondiale)[14]:

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

Le mât de mesure existant dans le village de benzireg avoisinant la région de béni Ounif([Figure 2.3](#)), où ces coordonnées géographiques sont 31,91° pour l'altitude, -1,85° pour la longitude, 990 m d'altitude au dessus du niveau de la mer et à 10 m de hauteur au dessus du niveau du sol. Les données tri horaires observées et recueillies des vitesses et directions de vent ont été procurées à partir de la station météorologique implantée sur place à Béchar[1], échantillonnage de la période 2005-2015.

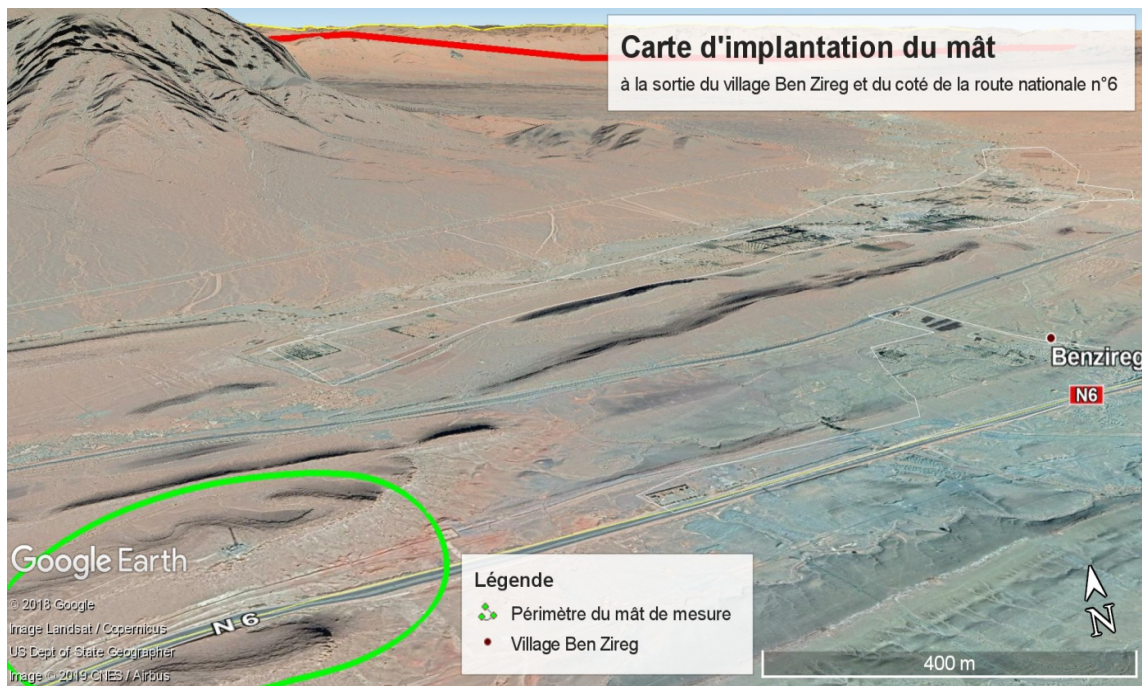


Figure 2.3. Carte d'implantation du mât de mesure (Village de Ben Zireg) [13].

2.2.3. Etude topographique de la région

Les données de mesure collectées ne concernent que le périmètre terrestre dans lequel le mât est implanté et ne peuvent se répartir uniformément sur toute l'étendue de région sélectionnée à l'étude. En effet, dans les couches d'air les plus basses, la friction terrestre influe relativement sur la vitesse du vent. Le déplacement des vents rencontrent dans leurs chemins plusieurs irrégularités qui entraînent des effets locaux et qui modifient largement le comportement des vents .

Une carte topographique à élévation numérique est utilisée pour étudier les obstacles et les rugosités environnantes qui peuvent exercer une influence considérable sur l'écoulement du vent au alentours de la région. De plus, l'importance de l'orographie des obstacles est étudiée, où plusieurs contours de paysages de la région peuvent privilégier des effets accélérateurs tel que l'effet de tunnel et l'effet de colline.

A partir des résultats précédents, un assemblage graphique a été effectué pour appliquer des calques des différents obstacles et rugosités de la surface sur la carte topographique de la région.

2.2.3.1 Analyse d'obstacles au vent:

Effet d'abri:

Le déplacement de vent à proximité du sol est fortement influencé par les aspérités de la surface; des obstacles tel que les bâtis, arbres ou rochers,...etc. qui entraînent l'apparition des mouvements désordonnés et forment des tourbillons à axe horizontal et vertical. L'épaisseur de cette couche perturbée s'appelle turbulence ou effet d'abri. L'effet d'abri varie en fonction de la vitesse du vent et de la taille de la configuration d'un obstacle (*Figure 2.4*). Chaque obstacle se caractérise aussi par une porosité, où son ouverture définit sa capacité à freiner le vent. La porosité est définie comme le taux d'ouverture dans un obstacle.

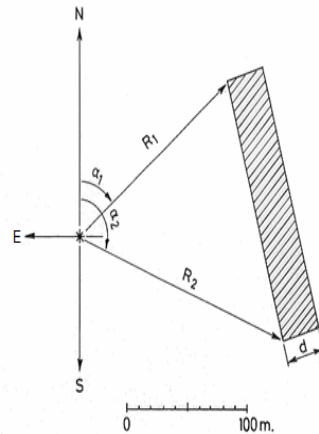


Figure 2.4. Schéma d'obstacle par rapport au mat de mesure.

Cet effet d'abri fausse les résultats de mesure du mât s'il n'est pas pris en compte. Il est à noter que les turbulences rendent difficile la récupération de l'énergie cinétique du vent et augmente la fatigue des composants mécaniques d'une éolienne [15]. La figure ci-dessous (*Figure 1.5*) montre l'obstacle à la limite périphérique se trouvant à l'est du mât de mesure qui sera pris en charge plus tard dans le chapitre 3 à travers les calculs de données utilisées par le modèle informatique de modélisation.

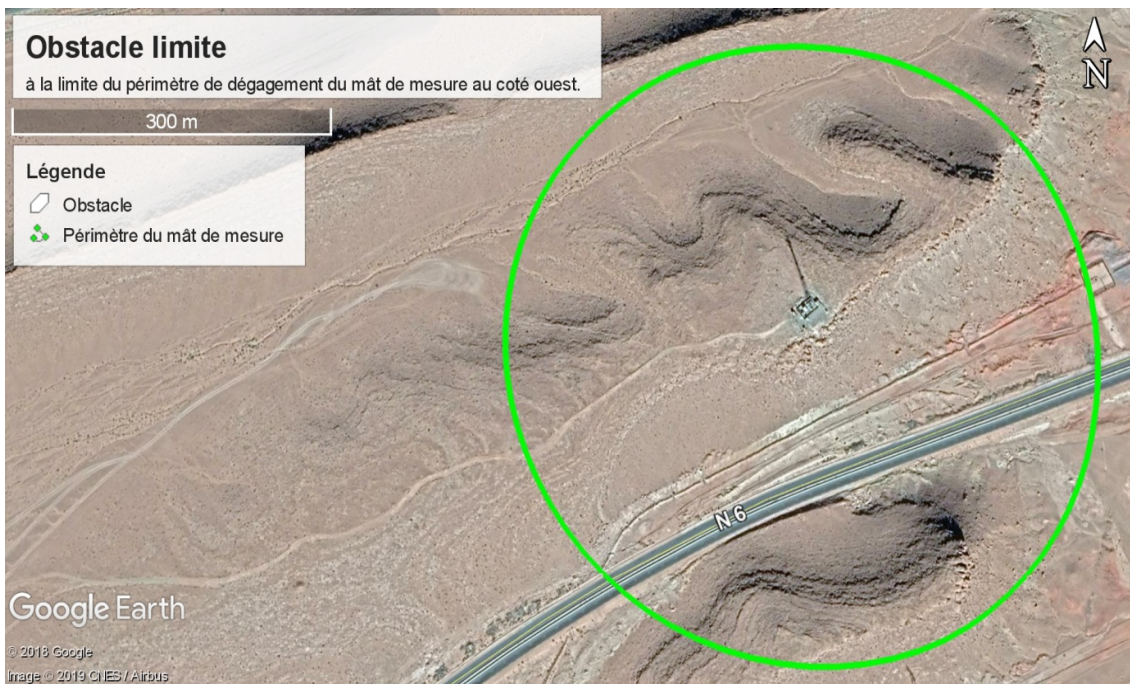


Figure 2.5. Carte du périmètre limite du mât de mesure.

Effet de sillage [24]:

Le vent non transformé abandonnant les pales d'une éolienne engendre un effet d'abri appelé effet de sillage. Ces turbulences rendent difficile la récupération de l'énergie cinétique du vent et influent par la fatigue des composants mécaniques d'une éolienne. Pour éviter ces effets néfastes, les éoliennes de la ferme sont disposées et espacées à une distance équivalente à sept fois le diamètre du rotor dans la direction des vents dominant et 5 fois le diamètre du rotor dans la direction

perpendiculaire du vent dominant (*Figure 2.6*) [15]. La répartition d'implantation des éoliennes sera étudiée de tel sorte que la perte de la production énergétique de la ferme éolienne soient réduites au maximum.

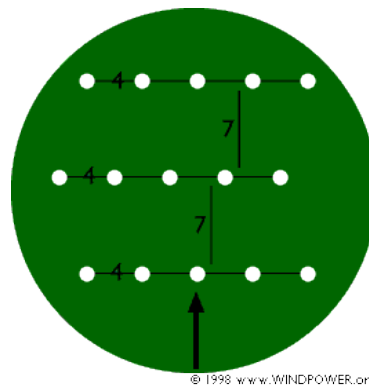


Figure 2.6. Disposition des éolienne en fonction de l'effet de sillage [15].

Effets accélérateurs:

Outre ces effets qui perturbent l'écoulement du vent, il existe des obstacles qui jouent un rôle semi-venturi qui se traduit par une augmentation de la vitesse du vent. La topographie de la région étudié abrite beaucoup de ces obstacles qui sont par la suite avantageux et rentable.

Effet tunnel [16]:

Cet effet se crée lorsque le vent en mouvement passe entre deux grands obstacles formant ainsi un col étroit (*Figure 2.7*). Le vent se trouve comprimé sur les deux côtés qui s'accélère considérablement. L'installation d'une éolienne dans un tel tunnel est donc plus avantageuse d'un point de vue énergétique. Cependant, le tunnel doit être enclavé de pentes douces pour éviter les turbulences qui peuvent changer la vitesse et la direction de vent.



Figure 2.7. L'effet de tunnel.

Effet colline [23]:

La colline est un petit relief à pente plus élevé jusqu'à 40% que le paysage environnant. Le vent s'accélère à la rencontre d'une colline à cause de la différence de pression à l'avant et l'arrière de

celle-ci (*Figure 2.8*). Ainsi le vent se trouve comprimé par la face exposée au vent de la colline, et s'étant en s'accéléralant le long de la pente, vers l'autre côté de la colline qui dispose d'une zone de basse pression. une colline accidentée ou à pentes raides peut provoquer de fortes turbulences qui risquent d'entraver cet avantage.

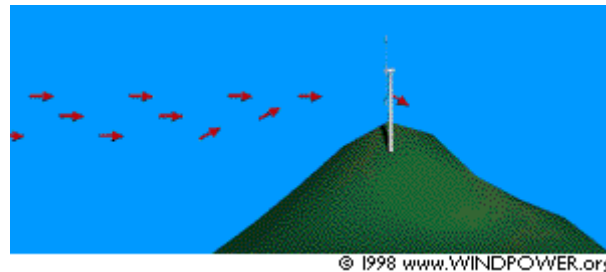


Figure 2.8. L'effet de colline [23].

2.2.3.2. Analyse de Rugosité et cisaillement du vent:

Rugosité [17]:

La rugosité est une caractéristique de l'état de surface terrestre. C'est aussi un paramètre d'un écoulement se produisant sur cette surface. Chaque paysage admet une longueur et une classe de rugosité. Le terme longueur de rugosité désigne la hauteur au-dessus du sol Z_0 où s'applique la condition d'adhérence, c.-à-d. à laquelle la vitesse moyenne du vent en théorie serait égale à zéro. Elle dépend, pour chaque direction, de l'homogénéité du terrain, du type d'obstacles et de la distance sur laquelle ces deux conditions s'appliquent. La classe de rugosité est définie dans l'Atlas éolien mondiale selon la longueur de rugosité. Le calcul exact de la longueur de rugosité étant difficile, le tableau ci-dessous fournit une classification utilisable dans les études (*Tableau 2.1*):

Type de paysage	Classe de rugosité	Longueur de rugosité (m)
Mer ouverte, "Fetch" d'au moins 5 km		0,00002
Surface d'eau	0	0,0002
Terrain complètement dégagé avec une surface lisse, p.ex. une piste d'atterrissage en béton ou de l'herbe fraîchement coupée	0,5	0,0024
Plan d'eau	0.7	0.01
Terrain agricole dégagé, sans clôtures ou haies vives, et avec très peu de constructions. Seulement des collines doucement arrondies	1	0,03
Terrain agricole avec quelques constructions et des haies vives de 8 m de haut situées à environ 1.250 m les unes des autres	1,5	0,055
Terrain agricole avec quelques constructions et des haies vives de 8 m de haut situées à environ 500 m les unes des autres	2	0,1
Terrain agricole avec beaucoup de constructions, arbrisseaux et plantes, ou des haies vives de 8 m de haut situées à environ 250 m les unes des autres	2,5	0,2

Villages	2,7	0,3
Terrain agricole avec de nombreuses ou de hautes haies vives, un terrain très accidenté	3	0,4
Petites villes	3,1	0,5
Forêts	3,3	0,6
Grandes villes avec de hauts immeubles	3,5	0,8
Très grandes villes avec de hauts immeubles et des grattes ciel	4	1,6

Tableau 2.1. Valeurs usuelles utilisées pour la rugosité [17].

Dans le cas de cette étude, chaque espace rugueux est délimité indépendamment dans la carte topographique de la région et associé à chacun une classe de rugosité intérieure et extérieure. Les types de paysages qu'occupent la région sont peu distincts les uns des autres et contiennent principalement des terrains agricoles généralement dégagés ou peu urbanisés. La nature du terrain de la région est sableuse. Par conséquent, la longueur de rugosité varie entre 0.03 et 0.3 [23]. Cette compilation amènera à inclure un calque des différentes zones rugueuses sur la carte topographique de la région en question (*Figure 2.9*).

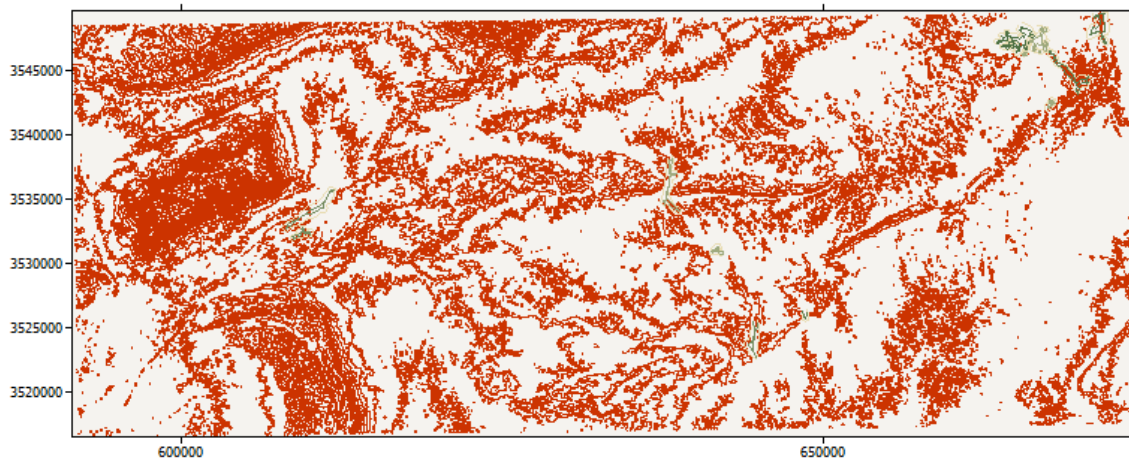


Figure 2.9. Carte de rugosité de la zone étudiée.

Cisaillement du vent [18]:

Le cisaillement du vent désigne la variation de la vitesse du vent en fonction de la hauteur par rapport au sol, et de la nature du terrain au-dessus duquel se déplacent les masses d'air. L'équation d'approximation du cisaillement vertical évalue la variation de la vitesse du vent en fonction de l'altitude. Cette équation dépend d'exposants α qui caractérisent le site. Ce coefficient se situe dans la limite de 0,08 à 0,4 selon des facteurs topographique du terrain, de la rugosité du sol, de la stabilité atmosphérique (*Tableau 2.2*).

Nature du terrain	Inégalité du sol (cm)	Exposant α
Plat : neige, glace, mer, marécages, herbes courtes	0 à 20	0,08 à 0,12
Mer		0,13
Peu accidenté : champs et pâturages, cultures	20 à 200	0,13 à 0,16
Rivage		0,16

Plaine		0,2
Accidenté : bois, zones peu habitées	1 000 à 1 500	0,20 à 0,23
Plaine boisée		0,24
Très accidenté : villes	1 000 à 4 000	0,25 à 0,4

Tableau 2.2. Valeurs du coefficient de friction α pour différents types de terrain [18].

Les sites les plus intéressants pour la récupération d'énergie éolienne sont les sites peu accidentés pour lesquels l'exposant α est faible. C'est le cas où les vitesses du vent sont élevées près du sol et la variation de la vitesse de vent avec l'altitude est faible. Par conséquent, les vitesses de vent en haut et en bas du rotor de l'éolienne sont sensiblement homogènes ce qui aboutie à une diminution des contraintes cycliques sur les pales et évite les cas de vibrations. Il est notable à signaler la possibilité de cisaillement inverse du vent aux sommets des collines surélevés.

Dans le cas de cette étude, l'altitude des différents terrains de la région varie entre 750m et 1950m au dessus du niveau de la mer. Le coefficient α correspondant à cette région est très faible et atteint une valeur variable de 0,13 jusqu'à 0,16.

2.2.4. Les études techniques et d'intégrations locales [19]:

L'implantation de n'importe quelle ferme éolienne dans un espace quelconque d'une région, nécessite l'élaboration d'un plan d'aménagement architecturale du site éolien désignant les différents chemins d'accès routier et les zones de fondation des éoliennes. Les travaux de terrassements requis varient en fonction de la taille de la ferme éolienne et qui varie aussi en fonction des types d'éoliennes choisies et de leurs configurations sur le site.

La région étudiée dispose de plusieurs routes accessibles dont la principale route est la nationale n°6 qui est sous forme de diagonale divisant la région en deux partie par rapport aux deux point cardinaux opposées de la carte. Cet avantage se traduit par l'extension plus facile d'un éventuel accès routier amenant à la ferme éolienne. L'étude des possibilités d'accès est importante dans l'analyse de la faisabilité de ce projet éolien.

Le projet de ferme éolienne doit se connectée au réseau électrique de distribution en hybride. L'élaboration du projet de la ferme éolienne à l'avantage d'être à proximité d'une station électrique fonctionnelle [20]. Le réseau d'électricité actuel s'étend jusqu'à la ville de Béchar et le poste de liaison se trouve dans le village de Benzireg. Cette centrale éolienne à l'avantage d'être près de la frontière Algéro-marocaine. La carte ci dessous montre le schéma des lignes interconnectées du transport de l'énergie électrique (*Figure 2.10*).

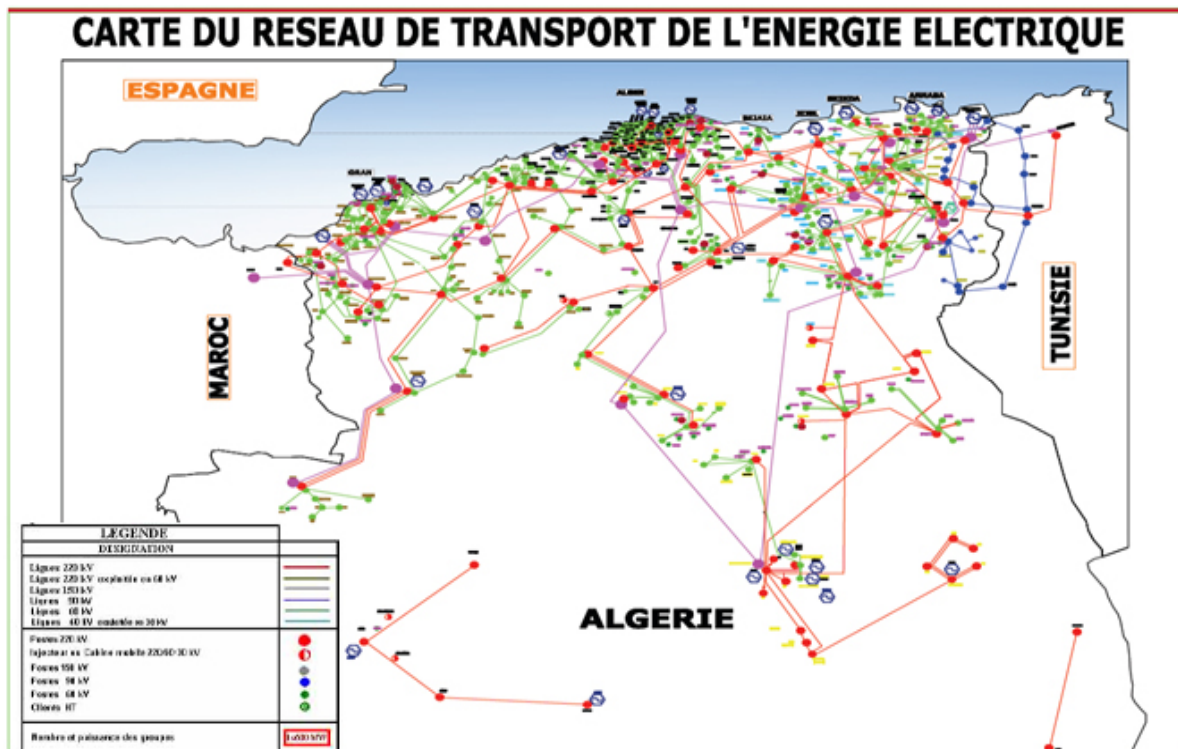


Figure 2.10. Carte du réseau national interconnecté [21].

2.2.5. L'étude d'impact:

Ce projet de parc éolien est conforme à la réglementation environnementale. Il facilite l'élaboration d'autres projets à caractères socio-économiques.

2.2.5.1. Impact visuel [22]:

Il va de soi que les éoliennes constituent toujours des éléments très visibles dans le paysage (*Figure 2.11*). Dans les terrains plats, il est souvent préférable d'installer les éoliennes dans une disposition géométrique simple, facilement perceptible par le spectateur. Un alignement des éoliennes, équidistant les unes des autres, est souvent le plus recommandé. En outre, dans les paysages ondulés, il est rarement possible d'opter pour une disposition simple, les éoliennes suivent les contours d'altitude ou bien la clôture ou d'autres caractéristiques du paysage.

D'un point de vue esthétique, les grandes éoliennes s'intègrent mieux dans le paysage en comparaison avec les petites éoliennes. Le choix de la couleur des éoliennes joue un rôle important par rapport au paysage imposé. De plus, il est strictement interdit d'envisager l'implantation de la ferme éolienne dans les périmètres à caractères sensibles.



Figure 2.11. Impact visuel d'un parc éolien[22].

Impact d'ombrage [22]:

L'effet stroboscopique se produit de jour dans le voisinage de l'éolienne (*Figure 2.12*).

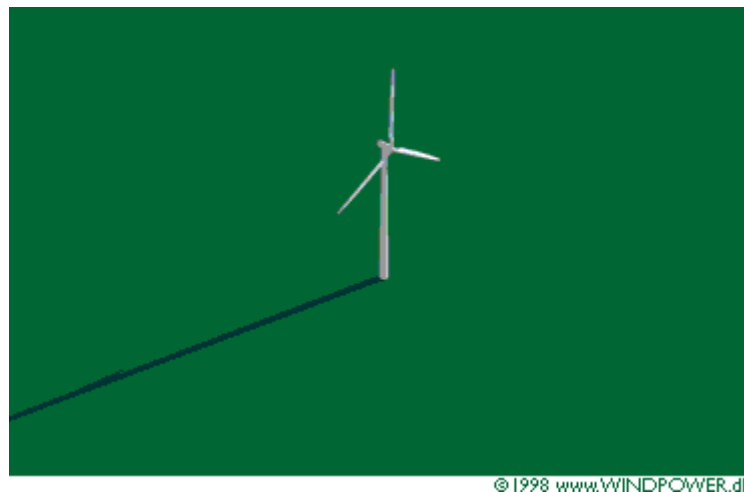


Figure 2.12. Effet d'ombrage [22].

Aujourd'hui il est possible de prédire avec une assez grande précision la probabilité d'ombrage au alentour de l'éolienne a travers des calculs très sophistiqués. En effet, la distance par rapport à l'éolienne qui doit être considérée comme relevant pour l'étude de l'ombre portée dépend de son orientation et peut être estimée à environ 300 mètres vers le nord et jusqu'à 700 mètres vers l'est et l'ouest. Une Moyenne de distance minimale estimée à 1000 mètres néglige totalement l'influence de l'ombre des éoliennes sur l'environnement humain.

L'ombre portée par la ferme éolienne du cas présent d'étude sera pris en compte selon un périmètre de rayon égale a 1500 mètre de chaque éolienne afin d'évité tout impact sur l'environnement humain.

2.2.5.2. Impact sonore:

Les premières générations d'éoliennes avaient un bruit relativement important. Les plus récentes sont plus améliorés, afin de réduire leurs émissions sonores. Le bruit des éoliennes repose sur une

problématique de propagation acoustique à grande distance. Le niveau sonore induit par un parc éolien dépend d'un nombre important de facteurs intrinsèques; à la source (puissance acoustique des éoliennes, taille du parc,...), à la configuration du terrain (topographie, nature du sol, géométrie éolienne- récepteur), aux conditions météorologiques et aussi lié au milieu environnant (zone rurale, zone industrielle, proximité d'axes routiers, présence de végétation...). Le bruit généré par une éolienne a deux origines : le bruit mécanique et le bruit aérodynamique.

Le bruit mécanique [26] provient du fonctionnement de tous les composants présents dans la nacelle. Les principaux composants générateurs de bruit sont le multiplicateur, les arbres, la génératrice et les équipements auxiliaires (systèmes hydrauliques, unités de refroidissement) (*Figure 2.13*).

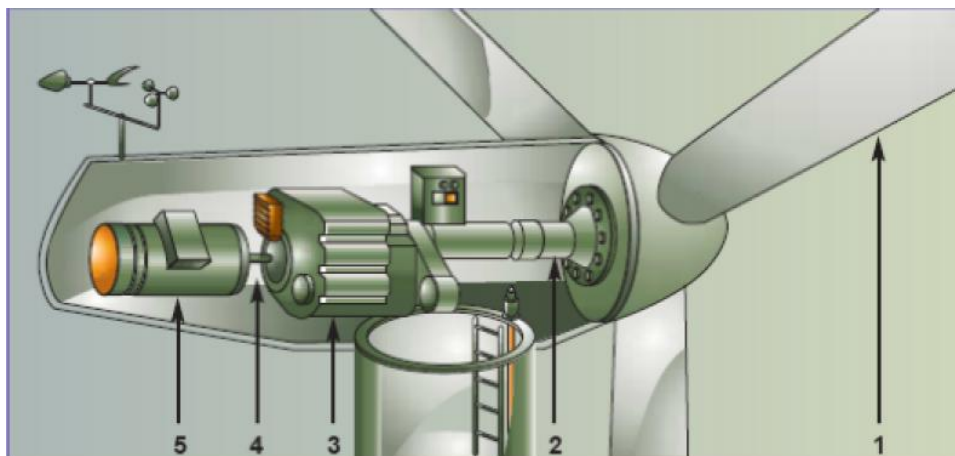


Figure 2.13. Origine des bruits mécaniques [26].

Le bruit émis est en large bande mais contient également des tons purs en relation avec les parties tournantes; Entraîné par les pales (1), un premier arbre lent (2), attaque un multiplicateur (3), Ce dernier ajuste à sa sortie la vitesse de l'arbre rapide (4), actionnant la génératrice (5) qui produit l'électricité.

Le bruit aérodynamique[27] résulte de tout obstacle placé dans un écoulement d'air. La tonalité de ce bruit dépend de la forme et des dimensions de l'obstacle ainsi que de la vitesse de l'écoulement. L'écoulement d'air peut aussi faire vibrer des surfaces. Tous les bruits aérodynamiques sont dus à la présence de turbulences ou tourbillons dont les origines sont multiples ; présence de salissures ou d'imperfections sur le profil de la pale (trous, aspérités, fissures, ...), turbulences liées au passage de l'air sur le côté intrados et extrados de la pale, tourbillons au bout de la pale dus aux surpressions /dépressions présentes dans cette zone.

Quel que soit le paysage, le silence absolu ne règne jamais : les oiseaux et les activités humaines émettent des sons, et à des vitesses du vent de 4 à 7 m/s ou plus, les sons en provenance de feuilles, arbres, mâts, etc. masqueront graduellement tout bruit potentiel engendré par une éolienne.

En fait, les émissions sonores ne constituent pas un problème majeur pour l'industrie éolienne à cause de la réglementation mise en place [30], fixant une distance minimale aux voisins les plus proches (celles-ci correspondant souvent à environ 7 diamètres de rotor ou à 300 à 500 mètres).

le niveau de puissance sonore total [28] calculé d'une éolienne est de l'ordre de 102 décibels(A) (*Figure 2.14*).

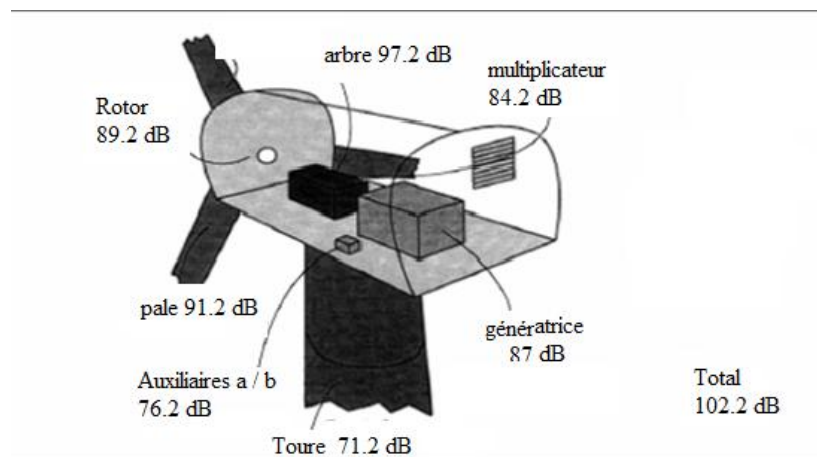


Figure 2.14. Niveau sonore par élément d'éolienne [28].

Il est en général relativement simple de prévoir d'avance la propagation du son émis par une éolienne. Un programme de calculs et de traçage est utilisé [29] pour permettre de concrétiser une carte sonore en fonction des éoliennes utilisées dans cette étude, des vitesses de vents, de la configuration des terrains avoisinant la ferme éolienne ainsi qu'aux milieux qui l'environne.

Les entrées du programme sont le niveau sonore à la source de l'éolienne en dB(A) fixé à 102 dB(A), Le niveau sonore maximal admissible à proximité des maisons est fixé à 45 dB(A) et le diamètre de rotor correspondant à la dimension carré de chaque cellule du programme est estimé à 53m².

Les résultats affichés par le programme sont des carrés en rouge brillant marquent la zone où l'intensité sonore est la plus élevée, c.-à-d. au-dessus de 55 dB(A). Les carrés marqués d'un trait désignent la zone affichant un niveau sonore au-dessus de 45 dB(A). Les autres carrés qui restent marquent les zones d'un niveau sonore moins de 45 dB(A) où ces valeurs de nuisance sonores n'affectent pas les habitations environnantes (*Figure 2.15*).

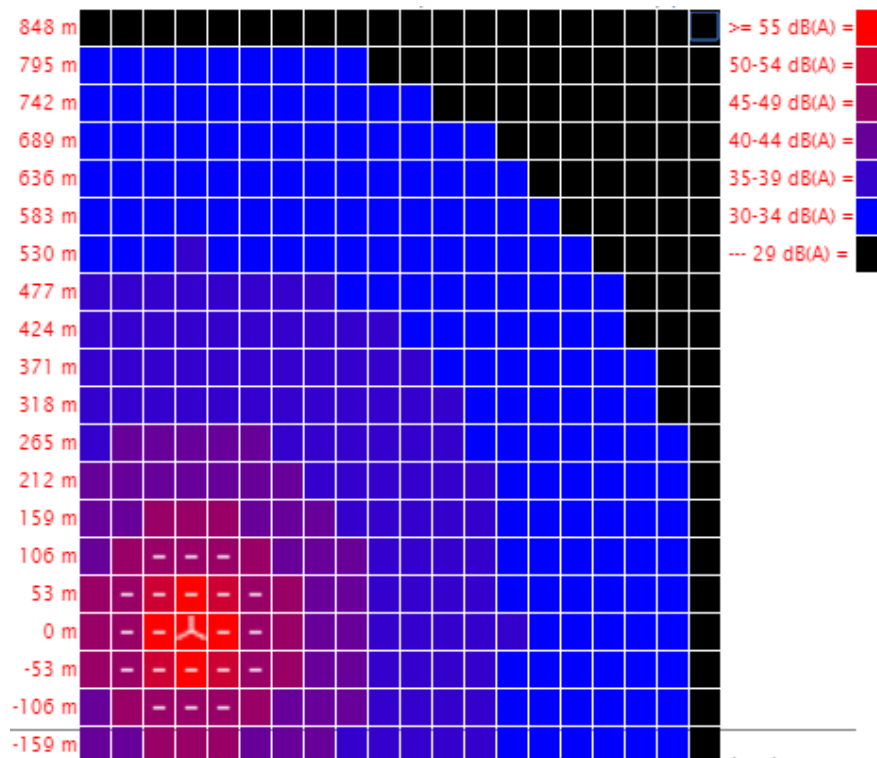


Figure 2.15. Niveau sonore autour d'éolienne.

Il est visible que l'impact sonore émis par chaque éolienne de la ferme s'étend sur un cercle d'un rayon maximal estimée de 800m . A l'intérieur de ce périmètre il est évitable de projeté de futurs constructions en particulier dans les carrés rouges ou marqués d'un trait de chaque éoliennes. Il est constatable que, la zone affectée par les émissions sonores non désirés de l'éolienne s'étend seulement à sept fois le diamètre du rotor qui représente une distance maximale de 300m jusqu'à 500m.

2.2.5.3. Impact sur l'avifaune [31]:

Comme pour toute étude d'impact, il convient d'identifier et d'étudier les groupes selon le risque potentiel auquel l'espace éolien les expose et de porter une attention particulière aux espèces protégées.

Pour les espaces éoliens, les relevés et l'analyse visant à caractériser les aires d'études concernent généralement les oiseaux, faune pour laquelle le plus d'impacts potentiels a été identifié. Il est cependant rare que la présence d'éoliennes gêne les oiseaux. En effet, Des étude radar sont réalisés pour voir comment réagissent les oiseaux à la rencontre d'une éolienne. Les études ont révélé que les oiseaux tendent à changer leur route de vol quelque 100 à 200 mètres avant d'arriver à une éolienne de façon à passer au-dessus des éoliennes à une distance sûre. Les sites qui représente une disposition murale d'aérogénérateurs montés sur des tours en treillis peuvent bloqués littéralement les routes migratoires des oiseaux (*Figure 2.16*). Cet état de fait, engendre effectivement l'entrés en collision et induit la mortalité d'un certain nombre d'oiseaux. les éoliennes équipées de mâts tubulaires ne permettent pas aux oiseaux de se percher.



Figure 2.16. impact sur les oiseaux [7].

le risque de mortalité n'est jamais nul, où plusieurs fondation de protection des oiseaux ont réalisés une estimation de la mortalité annuelle de l'avifaune, le cas du pays de la hollande. Les résultats (*Figure 2.17*) montrent un faible impact des éoliennes par rapport aux autres contraintes.

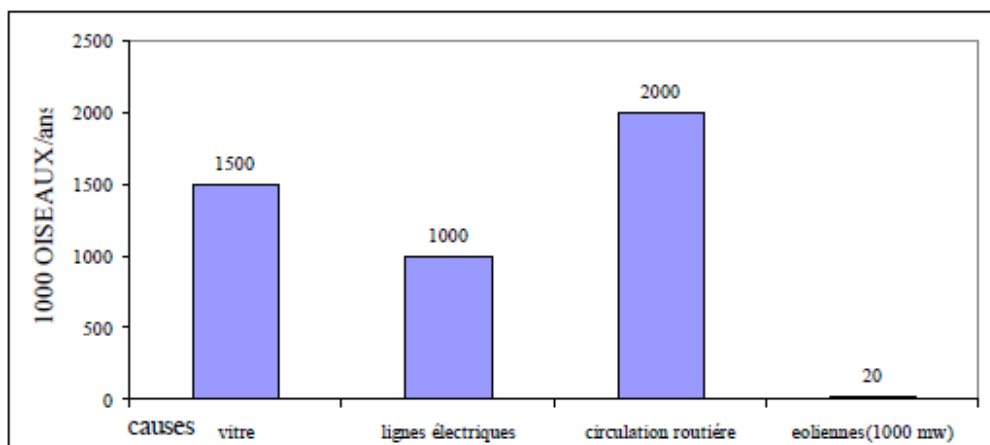


Figure 2.17. Estimation du nombre d'oiseaux tués par an (Pays Bas)[32].

Les grands animaux peuvent éventuellement être dérangés au moment des travaux d'installation. En dehors de la phase de chantier, les éoliennes n'ont pas d'impact significatif sur la faune sauvage terrestre.

2.2.5.4. Impact sur les riverains:

Il est interdit de placer des éoliennes au-dessus de routes ou de voies ferrées (*Figure 2.18*). La formation de glace sur les pales et sur la nacelle est une source de danger pour les personnes et les propriétés situées dans un environnement proche et il convient de prendre des mesures de sécurité particulières [33].



Figure 2.18. Projection de glace et circulation des passants [33].

Une mesure possible est l'arrêt des rotors en cas de gel et redémarrage des éoliennes après contrôle visuel d'absence de glace.

Les habitants qui peuplent la région sélectionnée à l'étude sont concentrés à la commune principale de Béni Ounif, dans le village de Benzireg, dans d'autres quelques petits villages éparpillés et à l'extérieur de la région étudiée se trouve la ville de Béchar. L'installation de la ferme éolienne au alentours de ces régions citées auparavant est inexécutable.

2.2.5.5. Impact de sécurité et identification des potentiels dangers :

Dangers Liés à la construction:

Le danger n'est pas complètement absent lors de la construction et de l'exploitation d'un parc éolien. Les principaux facteurs de risques sont liés à la présence d'éléments mécaniques en mouvement et à la proximité de courant électrique de tension et d'intensités élevées [34] choix.

Le risque d'accident concerne les personnels chargés de l'installation et de la maintenance des éoliennes. La maintenance s'effectue en effet à plusieurs dizaines de mètres de hauteur. En général, pour réduire les pertes de production, ces interventions s'effectuent lorsque les conditions météorologiques sont favorables. Les personnels sont sensibilisés aux problèmes de sécurité et suivent régulièrement des formations. En outre, les éoliennes modernes sont équipées de dispositifs de protection contre les chutes pour le personnel de maintenance. Durant l'entretien de l'éolienne, il est impératif qu'elle soit totalement arrêtée.

Dangers liés au milieu naturel:

Les dangers liés au milieu naturel incluant des risques pour les éoliennes sont les suivants [35]:

- La structure du sol, qui peut conduire à l'effondrement de l'éolienne,
- Les phénomènes sismiques, qui peuvent conduire à l'effondrement de l'éolienne ,
- Les vents violents, qui peuvent conduire à la détérioration de la structure, à la chute du mât ou à la projection de pales (*Figure 2.19*),
- Le dépôt de neige et de glace sur les pales, qui peut conduire à la chute ou à la projection de neige et de glace,

- La foudre et l'incendie qui peuvent endommager l'éolienne (*Figure 2.18*),
- La pluie, qui peut conduire à l'érosion de matériaux et revêtements.



Figure 2.18. Incendie d'une éolienne à cause de la foudre à gauche, Pale brisée par la tempête à droite [36].

Dangers liés aux produits:

Compte tenu de la nature des éléments stockés sur le site et de leur quantité, aucune précaution particulière ne sera prise. Il n'y a pas de problèmes d'incompatibilité des produits entre eux ou bien vis-à-vis des matériaux utilisés pour leur stockage [35, 36]. Les produits identifiés dans le cadre d'un parc éolien sont utilisés pour le bon fonctionnement des éoliennes, leur maintenance et leur entretien :

- Produits nécessaires au bon fonctionnement des installations (graisses et huiles de transmission, huiles hydrauliques pour systèmes de freinage...), qui une fois usagés sont traités en tant que déchets industriels spéciaux.
- Produits de nettoyage et d'entretien des installations (solvants, dégraissants, nettoyants...) et les déchets industriels banals associés (pièces usagées non souillées, cartons d'emballage...).

Risques sanitaires:

Les risques sanitaires liés aux éoliennes sont les suivants [31, 36]:

- La pollution accidentelle, qui peut conduire à la contamination du sol et de la nappe,
- Niveau sonore gênant, défini dans l'étude acoustique de chaque parc éolien;
- Syndrome éolien : troubles du sommeil, maux de tête, bourdonnements, vertiges, irritabilité, palpitation...

Dangers liés aux conditions d'exploitation:

Les dangers liés aux conditions d'exploitation incluant des risques pour les éoliennes sont les suivants [35]:

- La faiblesse de la structure du mât, qui peut conduire à son effondrement ,
- La faiblesse de la structure des pales, qui peut conduire à leur chute ou à leur projection,
- Le gel qui peut conduire à la formation de glace et à sa projection,

- Les incendies qui peuvent conduire à la chute du mât, à la projection de pales et à la propagation de l'incendie.

Ces dangers potentiels sont recensés dans le tableau suivant (*Tableau 2.3*):

Installation ou système	Fonction	Phénomène redouté	Danger potentiel
Système de transmission	Transmission d'énergie mécanique	Survitesse	Échauffement des pièces mécaniques et flux thermique
Pale	Prise au vent	Bris de pale ou chute de pale	Énergie cinétique d'éléments de pales
Aérogénérateur	Production d'énergie électrique à partir d'énergie éolienne	Effondrement	Énergie cinétique de chute
Poste de livraison, intérieur de l'aérogénérateur	Réseau électrique	Court-circuit interne	Arc électrique
Nacelle	Protection des équipements destinés à la production électrique	Chute d'éléments/Chute de nacelle	Énergie cinétique de projection/chute
Rotor	Transformer l'énergie éolienne en énergie mécanique	Projection d'objets	Énergie cinétique des objets

Tableau 2.3. Dangers liés au fonctionnement d'un parc éolien [36].

Le graphique suivant montre la répartition des événements accidentels par rapport à la totalité des accidents analysés (*Figure 2.19*).

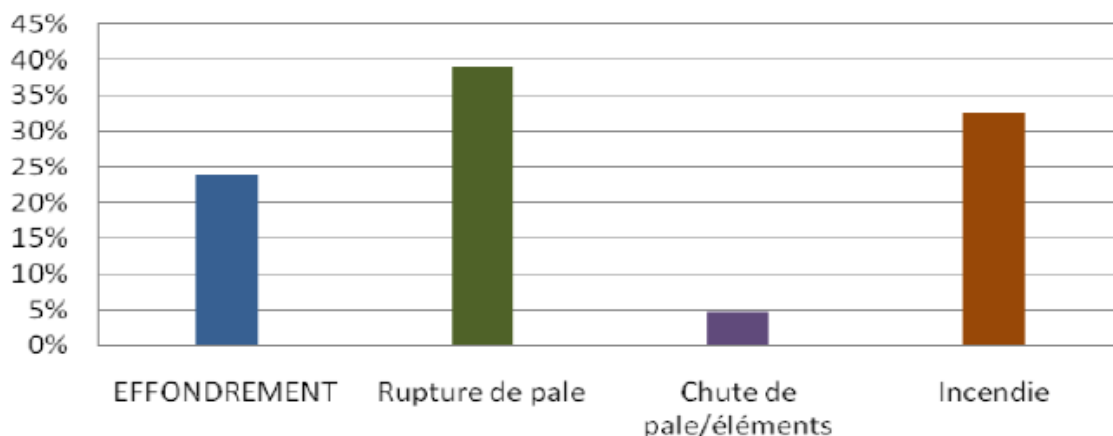


Figure 2.19. Répartitions des événements accidentels dans le monde entre 2017 et 2018 [37].

Les figures suivantes présentent le recensement des causes premières pour chacun des événements accidentels recensés (données en répartition par rapport à la totalité des accidents analysés) (*Figure 2.20, Figure 2.21 et Figure 2.31*).

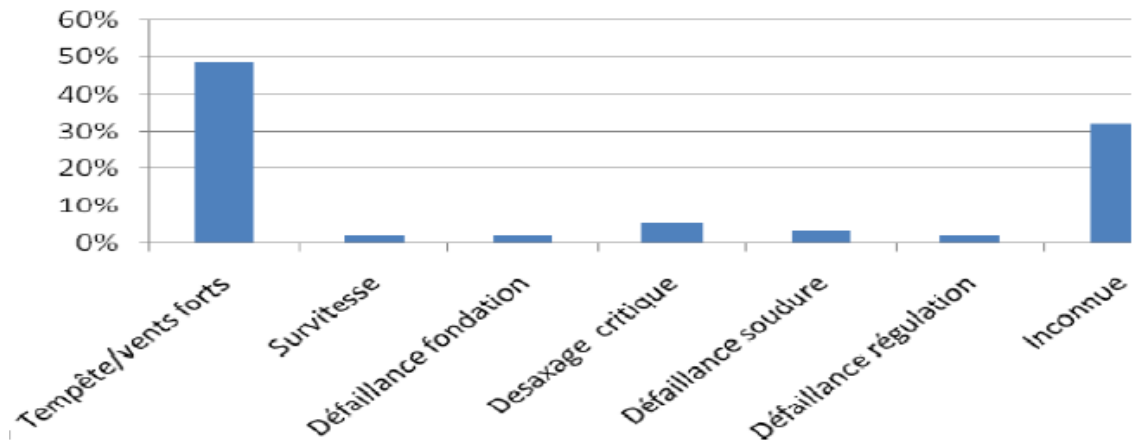


Figure 2.20. Répartitions des causes premières d’effondrement [38].

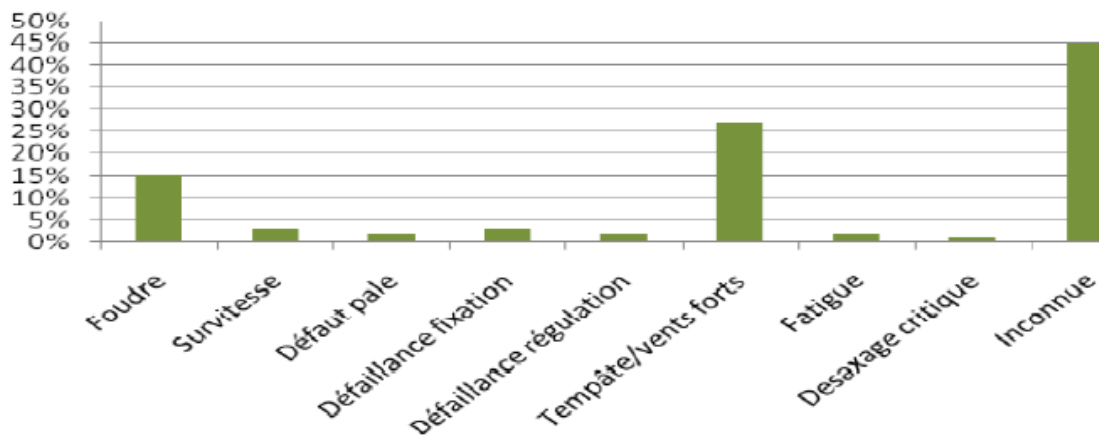


Figure 2.21. Répartitions des causes premières de rupture de pale [38].

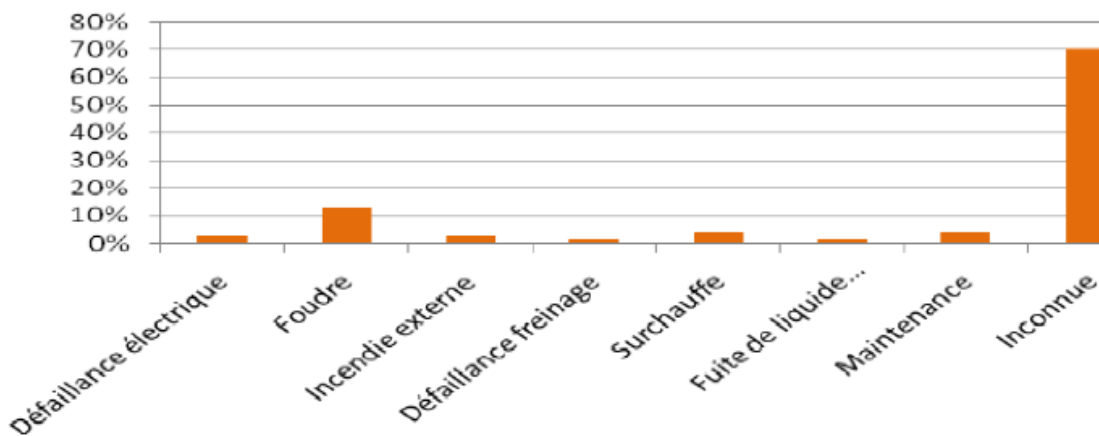


Figure 2.22. Répartitions des causes premières d’incendie [38].

2.3. Analyse digitale et numérique

L’analyse du site au moyen de logiciels de calcul et sa modélisation digitale permettent d’extrapoler horizontalement et verticalement les données de vent recueillites d’un point géographique donnée sur la surface totale d’une région sélectionnée à l’étude. La surface de cette région abritent

contraintes topographique qui seront tenues en compte lors de l'extrapolation des données de vents. Ceci permet de connaître le potentiel éolien existant dans cette région. En résultats, la détection d'emplacement précis des éoliennes sur les terrains de la région est établi. Par la suite, la nombre possible d'installation éoliennes est distingué amenant aussi à choisir les éoliennes les mieux adaptées (en terme de hauteur, de diamètre du rotor, de puissance, etc.) en fonction du potentiel éolien qui abrite la région. Cette étape est essentielle car elle permet de prédire la production future de la puissance électrique généré par de la ferme éolienne. Cela induit à s'assurer de la faisabilité économique et la viabilité financière du projet.

Dans la présente étude, le logiciel (WASP) "Wind Atlas Analysis and Application Program" [18] de l'Atlas éolien européen développé par le Risoe-DTU wind energy National Laboratory [18] est utilisée. Le logiciel WASP est un PC-programme avec lequel on effectue le traitement statistique des données vent. Le programme contient un ensemble de modèles pour calculer les effets des obstacles, de la rugosité du sol et de la topographie sur l'écoulement du vent. Ce logiciel est non seulement le standard de l'industrie en matière d'évaluation des ressources éoliennes mais peut aussi aider dans le choix de site et le calcul du rendement énergétique des éoliennes et des parcs éoliens. Le WASP est utilisée pour les sites situés sur tous types de terrains dans le monde entier.

Parmi les meilleurs atout de ce logiciel est qu'il peut faire des cartographies des ressources éoliennes et de la turbulence, des cartographie des rugosités, le traitement des obstacle des terrains complexes et aussi la viabilité pour les parcs éoliens en milieu marin.

2.4. Conclusion

Ce chapitre résume les étapes primordiales avant l'élaboration de chaque ferme éolienne dans n'importe quelle région terrestre. Les régions qui disposent d'un bon potentiel éolien initial peuvent être profondément étudiées selon plusieurs critères pour déterminer la possibilité d'intégrer ou pas des installations éoliennes. Le choix d'emplacement d'une ferme éolienne obéit aux règles techniques et économiques énumérées dans ce chapitre. Les impacts causés par l'installation d'une ferme éolienne représentent un facteur important dans l'étude de faisabilité du projet éolien. Chaque impact doit répondre aux normes réglementaires internationales. L'emplacement final de l'installation des turbines éoliennes est déterminé après l'analyse digitale et numérique de la région sélectionnée à l'étude.

References

- [1] S.Diaf, « Evaluation du potentiel éolien et estimation de la production d'une ferme éolienne dans la région d'Adrar », Séminaire International sur le Génie Climatique et l'Energétique, SIGCLE.2010, Tome I .ENODS, 1986.
- [2] TH. Philippe T. Claude, étude d'une éolienne, projet technologique, université de Québec, (2007), TCH-090-095.
- [3] R. Gasch, J. Twele "Wind Power Plants Fundamentals, Design, Construction and Operation", Berlin 2000.
- [4] M. ZIANE Khaled, Analyse, Évaluation et Réduction des Risques d'un Parc Éolien, thèse de doctorat, université Oran 2, 2017.
- [5] Himri Y. Optimisation de certains paramètres d'un aérogénérateur situe dans le sud ouest de l'Algérie, Me'moire de magister, Béchar Mai 2005.
- [6] Ministère de l'écologie, de l'énergie, du Développement durable et de la Mer, en charge des Technologies vertes et des Négociations sur le climat: Guide de l'étude d'impact sur l'environnement des parcs éoliens. France, 2010.
- [7] A E M E, Guide de l'étude d'impact sur l'environnement des parcs éoliens, Guide, France, (2004).
- [8] ADEME, - Elaboration d'un outil d'insertion sociale et territoriale des éoliennes – éd. ADEME, déc.2002, 121p.
- [9] IEPF – Guide de l'énergie éolienne, les aérogénérateurs au service du développement durable – Col. Etudes et filières – Presse offset-Languedoc, janv. 1998, p75-81.
- [10] ERICKSON, W.P., G.D. JOHNSON, D.P. YOUNG JR., M.D. STRICKLAND, R.E. GOOD, M. BOURASSA et K. BAY. Synthesis and comparison of baseline avian and bat use, raptor nesting and mortality information from proposed and existing wind developments – Final report, West Inc., pour Bonneville Power Administration, décembre 2002, totalisant environ 129 pages.
- [11] J. Johansen, N. N. Sørensen, and R. Mikkelsen. Rotor aerodynamik (in danish). Technical report, Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, 2004. in "Research in aeroelasticity", ed. C.Bak, Risø-R-1434(DA).
- [12] N.Kasbadji, « Evaluation du gisement Energétique éolien Contribution à la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie » , Thèse, université Abou Bekr Belkaid de Tlemcen ;Faculté des sciences département de physique.2006.
- [13] Google Earth 6.0. 2018. Beni ounif to bechar 31.77° et 32.06° N, -1.16° et -2.03 W, elevation 750M. 3D map, Buildings data layer, viewed 31 08 2018 <<http://www.google.com/earth/index.html>>.
- [14] F.R. Menter, R.B. Langtry, S.R. Likki, Y.B. Suzen, P.G. Huang, , and S. Volker. A correlation-based transition model using local variables, part I - model formulation. In Proceedings of ASME Turbo Expo 2004, Power for Land, Sea, and Air, number ASME. GT2004-53452, Vienna, Austria, June 14-17 2004.

- [15] Y. Himri, S. Rehman, B. Draoui, S. Himri, "Wind power potential assessment for three locations in Algeria", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, ScienceDirect Volume 12, Issue 9, pp. 2495-2504, December 2008.
- [16] F. Chellali, A. Khellaf, A. Belouchrani and A. Recioui, "A contribution in the actualization of wind map of Algeria ", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, issue 2, pp. 993-1002, 2011.
- [17] F. Chellali, A. Khellaf .A. Belouchrani, « Wavelet spectral analysis of the temperature and wind speed data at Adrar, Algeria », *Renewable energy*, pp. 1-6, 2009.
- [18] Boudia-Sidi-Mohammed, «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 Abou Bekr Belkaïd Tlemcen, Unité de Recherche physique énergie renouvelable Tlemcen. 2013.
- [19] Chaviaropoulos, P.K. Similarity rules for wind turbine up-scalingl. Online Documentation, 2006.
- [20] Y. HAMEL, études d'impact de l'ajout d'un parc d'éoliennes sur les systèmes de télécommunications à Murdoch ville, Projet: P-2003169, Québec (2003).
- [21] H, Bensaid , «The Algerian Programme on Wind Energy». Procceding of WEAC, pp.21-27 Oxford .
- [22] Søren, Visite guidée dans l'univers de l'énergie éolienne, Association KROHN, Association de l'industrie éolienne (2002).
- [23] C. Sicard, " Les énergies solaire et éolienne en Algérie ", tome III– OCS 81 DZ 232 - JYL Février 1981.
- [24] Y. Himri, B. Draoui, S. Himri, "Wind characteristics of Algeria", *Nanotechnology Conference and Trade Show* June 1-5 Boston Massachusetts U.S.A. 2008.
- [25] C. G. Justus, " Vent et Performances des Eoliennes", Ed SCM n° ISBN 2-901133-16-9 1980.
- [26] ADEME, Éoliennes & impact sonore, Manuel préliminaire de l'étude d'impact des parcs éoliens, (2002).
- [27] M.Benmedjahed, le gisement éolien de la région de béni Saf et sont impacte sur l'enivrement, thés, magister, université de Tlemcen, (2009).
- [28] Howe GASTMEIR CHAPNIK LIMTED, les éoliennes et le bruit, recommandations de pratiques d'excellence Canada, (2007).
- [29] Afsse, impacte sanitaires du bruit généré par les éoliennes, saisine 2006-005, France, (2008).
- [30] P. Navaro, Aéroacoustique numérique d'un écoulement tourbillonnaire, Thèse de doctorat, Laboratoire de Mécanique Université du Havre, (2002).
- [31] Agence de l'Environnement et de la Maitrise de l'Energie AMEM: Des éoliennes dans votre environnement?. France, 2002 .

[32] Fédération des énergies et vent .planète-éolienne (2009), Référence Manuel, <http://www.planete-eolienne.fr>. (accédé en mai 2011).

[33] Abalain. JP, Chazal. JY, Schumpp. B: La sécurité publique des centrales éoliennes industrielles, Constat de carence. France, 2007.

[34] J. Kerns, W.P. Erickson et E.B Arnett ,patterns of fatality, and behave patterns of fatality, and behavioural interactions with wind turbines oral interactions with wind turbines, Bat and bird fatality, Pennsylvania and West Virginia Energy Cooperative. E.B Arnett, Ed, (2005).

[35] SOMIVAL: Projet de parc éolien de la Champagne Berrichonne, Résumé non technique de l'étude de dangers. France, 2013.

[36] Ziane. K, Zebirate. S: Identification des potentiels de dangers liés au fonctionnement d'un parc éolien. 5ème Journée des Doctorants, Maison des Doctorants. Oran (Algérie), 2014.

[37] Eole Generation: Projet de parc éolien d'Ypreville-Biville et de Trémauville. France, 2012.

[38] Ziane. K, Zebirate. S, Lounis. Z: Description des mesures générales de prévention et d'intervention pour la réduction des risques d'un parc éolien. Cinquièmes Journées d'Etudes Nationales sur l'Environnement et les conditions de Travail JECT5. Batna, Algérie, 2014.

CHAPITRE III

MODELISATION, DIMENSIONNEMENT, SIMULATION ET OPTIMISATION DU SYSTEME EOLIEN

L'analyse de la vitesse du vent sur un site représente la première étape de tout projet éolien, qui permet d'estimer le potentiel venteux d'une région. Le vent présente un caractère aléatoire, son analyse doit se baser sur des méthodes statistiques. Ainsi, les paramètres qui vont caractériser le régime des vents sur un site seront la valeur de la vitesse moyenne et les lois statistiques régissant les variations temporelles.

Parmi ces lois, il est impératif d'utiliser la loi de Weibull qui permet de caractériser la distribution des fréquences de vitesses de vent. Deux paramètres caractérisent cette loi et qui sont à l'origine de nombreuses études menées dans d'autres pays [1, 2, 3, 4]. En effet, ces deux paramètres sont le facteur de forme "k" et le facteur d'échelle "c" qui dictent la manière dont la vitesse du vent varie statistiquement durant une période donnée et distinguent les caractéristiques de chaque site. D'autres lois sont utilisées pour calculer la densité de puissance moyenne et la densité énergétique moyenne du vent. La vitesse du vent à l'entrée de la voilure d'éolienne n'étant pas la même que celle enregistrée au niveau du mât de mesure, c'est pour cette raison que l'extrapolation verticale intervient pour estimer le potentiel éolien à l'altitude des éoliennes destinées au projet éolien.

Ce chapitre présente aussi les différents modèles utilisés pour l'estimation de la production énergétique d'une éolienne et l'évaluation du potentiel énergétique totale de toute une ferme éolienne pendant une année type. Ces modèles mathématiques probabilistes seront réunis dans un programme de calcul avec les contraintes citées précédemment dans le chapitre 2. À la fin, une cartographie est conclue qui représente le potentiel énergétique éolien de la région étudiée. Ce résultat facilite le repérage de l'emplacement précis d'un ensemble de turbines éoliennes.

3.1. Les vitesses du vent

3.1.1. Unités de mesure de la vitesse du vent

La vitesse du vent s'exprime en mètre par seconde ($m.s^{-1}$), en kilomètre par heure ($km.h^{-1}$) ou en noeud (kt). $1 m.s^{-1}$ équivaut à $3,6 km.h^{-1}$ et environ 2 noeuds (une vitesse de 1 noeud correspond à une distance de 1 mille nautique parcouru en 1 heure, soit $1,852 km.h^{-1}$). Il existe des modalités d'évaluation de la vitesse du vent, qui utilisent pour cela des échelles. Une des échelles les plus souvent utilisées est celle de Beaufort ([Tableau 3.1](#)), « échelle graduée de 0 à 12 », qui permet d'estimer la vitesse du vent selon ses effets sur l'environnement [5].

3.1.2. Direction du vent

Connaître la direction du vent est un élément important en matière de prévision car elle détermine à quel type de masse d'air qu'aura lieu et de situer sans trop d'erreur, la position de l'anticyclone et de la dépression. La direction du vent est toujours donnée par la direction d'origine. Par exemple, un vent du nord lorsque le vent souffle du nord vers le sud. La direction du vent peut être déterminée à l'aide d'une girouette qui précise son origine.

Échelle en degrés Beaufort	Nature du vent	Effets physiques	Vitesse du vent
1	Vent insensible et très faible	La fumée monte verticalement (les feuilles semblent immobiles)	1
	Brise infime	Imperceptible frémissement des feuilles, la fumée est légèrement déviée	

2	Brise légère (les moulins démarrent)	Les feuilles s'agitent doucement, la fumée est nettement déviée	2
3	Vent modéré (frais)	Les petits rameaux remuent un peu	3
	vent léger	Les branches plient légèrement	4
4	Brise moyenne	Les branches plient nettement	6
	(bon frais)		7
	Forte brise	Les branches oscillent et se balancent	8
5	Grand frais	Les peupliers plient	9
	Très forte brise		10
6	Vent fort	Les feuilles sont arrachées	12
7	Vent très fort	Les petites branches cassent	15
8	Vent impétueux	Les branches moyennes se brisent	20
9	Fort coup de vent	Début de dégâts sur les toitures	22
10	Tempête violente	Les fortes branches cassent	24
11	Tempête violente	Ravages étendus	30
	Ouragan	Les toitures sont très endommagées	36
12	Grand ouragan	Gros arbres et toitures sont arrachés, effets catastrophiques	46

Tableau 3.1. Valeurs usuelles utilisées [5].

3.1.3. Classe des vents

Lors d'une planification d'un projet éolien, les premiers importants facteurs de décision du choix d'emplacement et d'implantation d'éoliennes est la prédiction des vents forts et permanents qui abritent la région projetée à l'étude, pareillement aux classes des vents, puisque chaque modèle de conception d'éolienne est associée à une classe de vent puisque ces derniers influencent considérablement la production énergétique de la ferme éolienne.

Les cinq classes de vent (I, II, III, IV et S) de la plus ventée au moins ventée respectivement sont définies par la norme internationale IEC "Electrotechnical Commission standard" IEC-61400-1, Cette certification a été créée en 1995 [5]. Les éoliennes de classe I sont les plus résistantes et sont destinées aux zones de vents forts, à l'opposé des éoliennes classe IV qui sont moins résistantes et sont conçues pour les zones de vents faibles. Les éoliennes de classe S sont conçues pour l'éolien en mer "offshore". Les éoliennes sont également classées selon les classes A (fortes turbulences) et B (faibles turbulences), définies en fonction de l'intensité des turbulences sur un site, qui désigne ici la variation des vents pendant une période de 10 minutes à partir de vents dont la vitesse est de 15 m/s. Les classes de vent sont définies par trois critères : la vitesse moyenne du vent sur une année, la vitesse de la plus forte rafale une fois tous les 50 ans, l'intensité des turbulences. Un tableau qui schématisera les classes de vent est présenté ci dessous ([Tableau 3.2](#)).

	Vitesse moyenne \bar{V} du vent sur une année	Vitesse de la plus forte rafale un fois tous les 50 ans
Classe I	$8,5 < \bar{V} < 10$ m/s	70 m/s
Classe II	$7,5 < \bar{V} < 8,5$ m/s	59,5 m/s
Classe III	$6 < \bar{V} < 7,5$ m/s	52,5 m/s
Classe IV	$\bar{V} < 6$ m/s	42 m/s

Tableau 3.2. Classe des vent [5].

3.2. Les données météorologiques

Les conditions climatiques sont d'une importance capitale dans la gestion des risques de catastrophes et la détermination de la variation saisonnière ou inter annuelle du vent qui nécessite la disponibilité d'une masse importante des données météorologiques. La donnée de base n'est plus la vitesse maximale annuelle, mais la vitesse moyenne (sur 10 minutes) mesurée dans chaque station météorologique avec une période de 3 heures [5,6]. Il est possible, selon les applications visées, d'établir les statistiques de la vitesse moyenne tri-horaire, selon la direction du vent, le mois et l'heure [7].

Le potentiel éolien dans une région donnée se calcul à partir des distributions de la vitesse moyenne. Lorsqu'on dispose de mesures de vent, l'information peut être représentée sous forme d'histogramme. Ce dernier illustre la variation de la fréquence relative des vitesses du vent.

La modélisation de la distribution de la vitesse du vent se fait à partir de plusieurs modèles [8], présents dans la littérature qui sont 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 [9]. Les avantages de l'utilisation de la fonction de Weibull à deux paramètres ont été mis en évidence par Justus et al. [10-11].

3.2.1. Fonction de distribution des vitesses de Weibull [12,13]

La distribution de Weibull est utilisé pour représenter la variation annuelle de la distribution de probabilité de la vitesse du vent d'un site [12]. Cette variation est caractérisée par deux fonctions. D'abord, la fonction de densité de probabilité $f(V)$ qui indique la fraction de temps (ou probabilité) pendant laquelle le vent est à une vitesse donnée. Ensuite, la fonction de distribution cumulative de la distribution de Weibull $F(V)$ qui attribue la fraction de temps (ou probabilité) à laquelle la vitesse du vent est égale ou inférieure à ' V ', indique la variabilité aléatoire de la vitesse du vent exprimée en (m/s). Les deux fonctions sont définis respectueusement comme suit:

$$f(V) = \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right] \quad (3.1)$$

$$F(V) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right] \quad (3.2)$$

' k ' est le facteur de forme sans dimension. Il représente la nature (variabilité ou stabilité) du vent et caractérise la forme de la distribution de fréquence. Sa valeur varie entre (1,51 à 2,99)[13], une faible valeur de k correspond à un vent très variable ou à des rafales, cependant une grande valeur de k correspond à un vent modéré et indique un vent stable et régulier. ' c ' est le facteur d'échelle qui détermine la qualité du vent. Il est étroitement lié à la vitesse moyenne du vent et exprimé en (m/s). Ces deux paramètres peuvent être calculés suivant la méthode de l'écart-type de la vitesse moyenne du vent comme suit [13]:

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{V}} \right)^{-1.086} \quad (3.3)$$

$$c = \frac{\bar{V}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (3.4)$$

La fonction gamma est une fonction continue qui est définie comme suit :

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} e^{-V} V^{x-1} dV \quad (3.5)$$

Cette fonction satisfait l'expression suivante :

$$\Gamma(x+1) = x\Gamma(x) \quad (3.6)$$

Où \bar{V} est la vitesse moyenne du vent, σ est l'écart-type calculé par [13]:

$$\bar{V} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i \quad (3.7)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^n (V_i - \bar{V})^2} \quad (3.8)$$

Où N le nombre total des mesures effectuées dans une période de temps déterminée. Cette méthode n'est valable que lorsque la vitesse moyenne du vent et l'écart-type qu'il est possible de les estimer à partir de la distribution statistique et qui donne de meilleurs résultats que la méthode graphique.

La vitesse moyenne du vent peut aussi être calculée à partir de l'intégrale du produit de la vitesse de vent et de la fonction de la distribution de Weibull [14]. Elle s'écrit sous la forme suivante [15]:

$$\bar{V} = \int_0^{\infty} V f(V) dV \quad (3.9)$$

En remplaçant par sa formule on obtient :

$$\bar{V} = \int_0^{\infty} V \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{k}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right) dV \quad (3.10)$$

En arrangeant cette formule, la vitesse moyenne du vent en fonction des deux paramètres de Weibull peut s'écrire sous la forme de l'équation suivante:

$$\bar{V} = c\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (3.11)$$

3.2.2. La densité de puissance de vent

Les données de vitesses de vent diffèrent aussi de leurs directions. Chaque donnée est classée selon sa direction dans un secteur qui représente un intervalle de degrés de direction. L'ensemble des données triées est reporté sur une rose des vents qui affiche la répartition du vent pour les

différentes directions. Une valeur de fréquence ω_i s'ajoute à la distribution de Weibull désignant plusieurs intervalles de degrés de directions. Par conséquent, la fonction de densité de probabilité des vitesses de vent est déduite et se définit par:

$$f_V(V) = \sum_{i=1}^{N_d} f_{V_i}(V)\omega_i \quad (3.12)$$

Où

N_d est le nombre d'intervalle de direction.

L'énergie fournie par le vent est une énergie cinétique, en fonction du déplacement et vitesse d'une masse ou volume d'air. La densité de puissance d'un site est considérée comme un bon indicateur du potentiel éolien disponible [16], elle est calculée par la formule [17] W/m²:

$$P = \frac{1}{2} \rho_a \bar{V}^3 A_{\perp} \quad (3.13)$$

Où P est la puissance du vent s'écoulant avec une vitesse V , capturer perpendiculairement par une surface transversal d'une pale A d'une éolienne type à un instant donné, ρ_a est la densité d'air (considéré égal à 1.225 kg/m³ pour une température de 15°C et une pression standard de 1013 mb) et A_{\perp} est la surface de la pale perpendiculaire au vent.

L'estimation de la densité de puissance de vent est calculée à partir de la fonction de densité de probabilité des vitesses de vent (1) comme suit:

$$\frac{P}{A_{\perp}} = \frac{1}{2} \rho_a \sum_{i=1}^{N_d} c^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k_i}\right) \omega_i \quad (3.14)$$

La densité de l'énergie de vent ' E_t ' pour une certaine durée ' T_t ' peut être calculée par:

$$E_t = \frac{P}{A_{\perp}} T_t \quad (3.15)$$

3.2.3. Limite de Betz

La totalité de l'énergie ne peut pas être captée par l'éolienne car la vitesse en aval du rotor n'est jamais nulle. Donc une partie de l'énergie cinétique du vent n'est pas captée. Le théorème du physicien Allemand Betz montre que le maximum d'énergie du vent récupérable par le rotor est égal à $16 / 27$, soit environ 62 % de l'énergie totale du vent [18, 19].

$$P_{\text{récupérable}} = \frac{16}{27} P_{\text{théorique}} \quad (3.16)$$

3.2.4. Variation de la vitesse et densité de puissance du vent en fonction de l'altitude [15]:

La vitesse du vent est considérablement variable en fonction de l'altitude, i.g., une élévation verticale par rapport à la hauteur du point de mesure du mât [20]. La vitesse du vent augmente au fur et à mesure que l'on s'éloigne du sol. L'expression la plus courante pour la variation de la vitesse du vent en fonction de la hauteur est la loi de puissance exprimée par:

$$\frac{V_2}{V_1} = \left(\frac{H_2}{H_1} \right)^\alpha \quad (3.17)$$

Où ' V_1 ' et ' V_2 ' sont les données des vitesses du vent liées aux altitudes ' H_1 ' et ' H_2 ', respectivement. L'exposant ' α ' est le coefficient de rugosité de surface il se situe dans la limite de 0,05 à 0,5 selon des facteurs tels que la topographie du terrain, la rugosité du sol, la stabilité atmosphérique. Plus la rugosité est faible et plus le coefficient est faible, tandis qu'un coefficient élevé représente généralement un terrain qui comporte des obstacles importants.. Il peut être déterminé à partir des expressions suivantes [21,22]:

$$\alpha = \frac{[0.37 - 0.88 \ln(V_0)]}{[1 - 0.088 \ln\left(\frac{H_0}{10}\right)]} \quad (3.18)$$

$$\alpha = 0.096 * \log(Z_0) + 0.016 * (\log z_0)^2 + 0.24$$

Où ' V_0 ', ' H_0 ' sont la vitesse initiale du vent et la hauteur au niveau du sol, respectivement.

L'auteur Dyer [23] a montré graphiquement que pour des régimes de vent très élevés, l'exposant α tend vers la valeur 1/7. La relation devient:

$$\frac{V_2}{V_1} = \left(\frac{H_2}{H_1} \right)^{\frac{1}{7}} \quad (3.19)$$

D'autre par la densité de puissance de vent va aussi s'influencée puisque la densité d'air change avec la variation d'altitude. La densité de l'air variée ' ρ_h ' peut être calculée par:

$$\rho_h = \frac{P}{RT} e^{-\left(\frac{gh}{RT}\right)} \quad (3.20)$$

Où ' P ' est la pression atmosphérique (hPa), ' R ' est la constante molaire des gaz (287,05 J/kgK), ' T ' est la température (K), ' g ' est la constante gravitationnelle (9,81 m/s²), et ' h ' est la hauteur au-dessus du niveau du sol.

3.3. Estimation de la puissance de sortie et production d'énergie d'une éolienne

La puissance de sortie d'une éolienne dépend du profil de vent d'un site et des caractéristiques des éoliennes, telles que l'efficacité, la taille et la courbe de puissance. Chaque éolienne a une courbe de puissance différente selon la vitesse de démarrage, la vitesse nominale et la vitesse d'arrêt. Par conséquent, l'éolienne produit de la puissance lorsque la vitesse du vent se situe entre la vitesse de démarrage et la vitesse d'arrêt [16]. La puissance de sortie augmente quand la vitesse du vent augmente jusqu'à la vitesse nominale à laquelle la puissance de sortie maximale de l'éolienne est atteinte.

3.3.1. Puissance effective de l'éolienne

La puissance de sortie théorique capturée par une éolienne à un instant donné et de chaque vitesse du vent est donnée par [24]:

$$P_{eol} = \frac{1}{2} C_e \rho_a \bar{V}^3 A_{\perp} \quad (3.21)$$

$$C_e = C_p \eta_m \eta_g \quad (3.22)$$

Avec :

C_e : le coefficient d'efficacité [17].

C_p : le coefficient de puissance.

η_m : Le rendement du multiplicateur

η_g : Le rendement de la génératrice.

3.3.2. Puissance utilisable

$P_{eol,i}$ est la puissance à la sortie de l'éolienne à chaque pas de temps i est calculée, qui estime la puissance de sortie moyenne d'une turbine comme suit :

$$P_{eol} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N P_{eol,i} \quad (3.23)$$

En effet, il est possible qu'à des moments donnés la vitesse du vent et nulle ou atteint une valeur de seuil V_M supérieur à la puissance nominale supporté par l'éolienne. La production énergétique à ces moments là est nulle. En résultat, la puissance utilisable par l'éolienne est fonction que dans l'intervalle supérieur à la vitesse de démarrage et inférieur ou égale à la vitesse nominale de l'éolien [16].

$$P_{eol} = \left. \begin{array}{l} 0 \dots V < V_{demarrage} \\ \frac{1}{2} \dots VD \leq V \leq V_{no\ min\ al} \\ \frac{1}{2} \dots V_n \leq V \leq V_{Maximal} \\ \leq 0 \dots V \geq V_M \end{array} \right\} \quad (3.24)$$

3.3.3. Estimation de l'énergie produite par un parc éolien

Pour produire une grande quantité d'énergie il va de soit d'installer une multitude de turbine éolienne constituant une ferme éolienne.

Ainsi, l'énergie extraite d'une éolienne peut être calculée en fonction du temps en heure dans une période T par la formule suivante [24]:

$$E_{eol,i}^t = P_{eol} \cdot T \quad (3.25)$$

Lorsque plusieurs turbines sont installées en bloc, la turbulence due à la rotation des lames d'une turbine peut affecter les turbines à proximité. Afin de minimiser l'effet de cette turbulence induite par le rotor, un espacement de l'ordre 3 à 4 DT (DT est le diamètre du rotor) est fourni à l'intérieur des rangées [24] choix du site.

Quelques autres pertes qui peuvent influencer sur l'aérogénérateur [7]:

Les pertes d'immobilisation qui représentent l'énergie perdue lorsque la turbine est hors ligne en raison d'une maintenance programmée ou de réparation.

- Les pertes aérodynamiques qui résultent de l'interférence entre les éoliennes dans un parc éolien (effet de sillage).
- Les pertes électriques telles que les transformateurs et les pertes dues au câblage.

3.4. Choix de la turbine éolienne

Le choix type des aérogénérateurs éoliens destinés à l'installation de la centrale éolienne sont dépendantes des caractéristiques de site étudié.

Chaque éolienne est caractérisée généralement par; sa puissance nominale, son rendement, sa hauteur du moyeu, son diamètre du rotor, la surface de balayage, sa connexion au réseau de distribution d'électricité. Dans le cas de l'étude présente, l'optimisation de l'éolienne type se consacre à ces paramètres. L'investissement économique n'est pas pris en compte lors de cette optimisation.

D'autres sites requièrent une optimisation plus complexe qui concerne; la complexité des composants utilisés, l'accessibilité au site, les propriétés géographiques et météorologiques du site, [25].

Dans le cas d'étude présent, plusieurs éoliennes ont été analysés. L'accent a été mis sur l'élément le plus important qui est la courbe de puissance de chaque aérogénérateur pour adapter l'éolienne qui correspond le mieux aux caractéristiques générales de la région étudiée. En effet, la région dispose

majoritairement d'une fréquence de vitesses de vent allant de 2.5 jusqu'à 10 m/s. Nous avons calculé et comparé un rapport entre les vitesses de vent citées précédemment et les puissances produites par chaque éolienne étudiée. Le meilleur résultat de ce rapport définira le modèle type de l'aérogénérateur.

Par conséquent, le choix résolu est un générateur allemand tri-pale qui s'appelle: Enercon E53/800 (*Figure 3.1*) [26]. Sa puissance nominale est estimée de 800 kW. Le diamètre de rotor fait 52.9 m, qui balaye une surface équivalente de 2 198 m². La hauteur maximale de la nacelle est estimée de 75 m. La classe de vent de cette éolienne est : IEC S (WZ II exp) (*Tableau 3.2*) où la densité de puissance peut atteindre 2.75 kW/m². Le concept de cette éolienne est qu'elle ne dispose pas d'une boîte de vitesse, son régime de rotation est variable et l'orientation des pales est individuelle. Le générateur est de type: SYNC Wounded où sa vitesse maximale de rotation vaut 28,3 tours/minute et une tension de sortie entre 400 - 690 V. Ce modèle est non compatible aux surfaces marines. Il est disponible à la vente et mis en service depuis l'année 2006.



Figure 3.1. Eolienne Enercon E53/800 [26].

La courbe de puissance de l'éolienne E53/800, ainsi que son coefficient de puissance sont fournies par le constructeur dans la fiche des données officielles de cette éolienne (*Figure 3.2*).

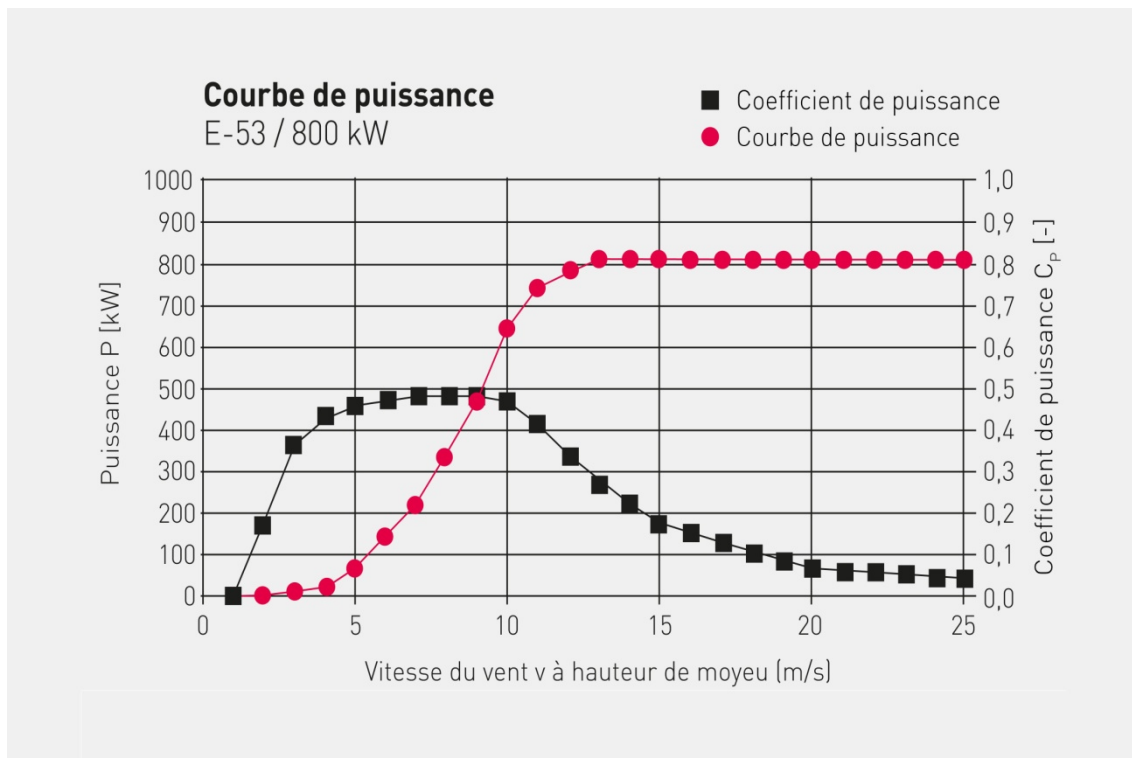


Figure 3.2. Courbe et coefficient de puissance de l'éolienne Enercon E53/800 [26].

A partir de la courbe de puissance en rouge, il est perceptible que la puissance produite par cet aérogénérateur commence à produire à une faible vitesse du vent estimé à 2 m/s et atteint sa puissance nominale qui vaut 820 kW à une vitesse de vent estimé de 13 m/s. La puissance nominal produite reste constante au dessus des vitesse de vent supérieur à 13 m/s jusqu'a 25 m/s où l'éolienne se met en drapeau par mesure de sécurité.

Le coefficient de puissance est affiché en noir, il atteint une valeur maximale estimé de 0,49 à une vitesse de vent très précoce et équivaut à 5m/s. Cette valeur représente un quotient très excellente en comparant avec la limite de betz. Cette performance démontre la grande efficacité de cette éolienne.

L'impact acoustique en fonction des vitesse de vent de cette éolienne est présenté dans la figure ci-dessous (*Figure 3.3*).

Il est remarquable que le niveau de puissance acoustique de cette éolienne ne dépasse pas les 102 dB(A) et reste constant à une vitesse élevée de l'ordre de 10 m/s.

Les valeurs évoqués dans cette courbe ont servis au calcul de l'impact sonore émis par chaque éolienne de la ferme (*Figure 2.15*).

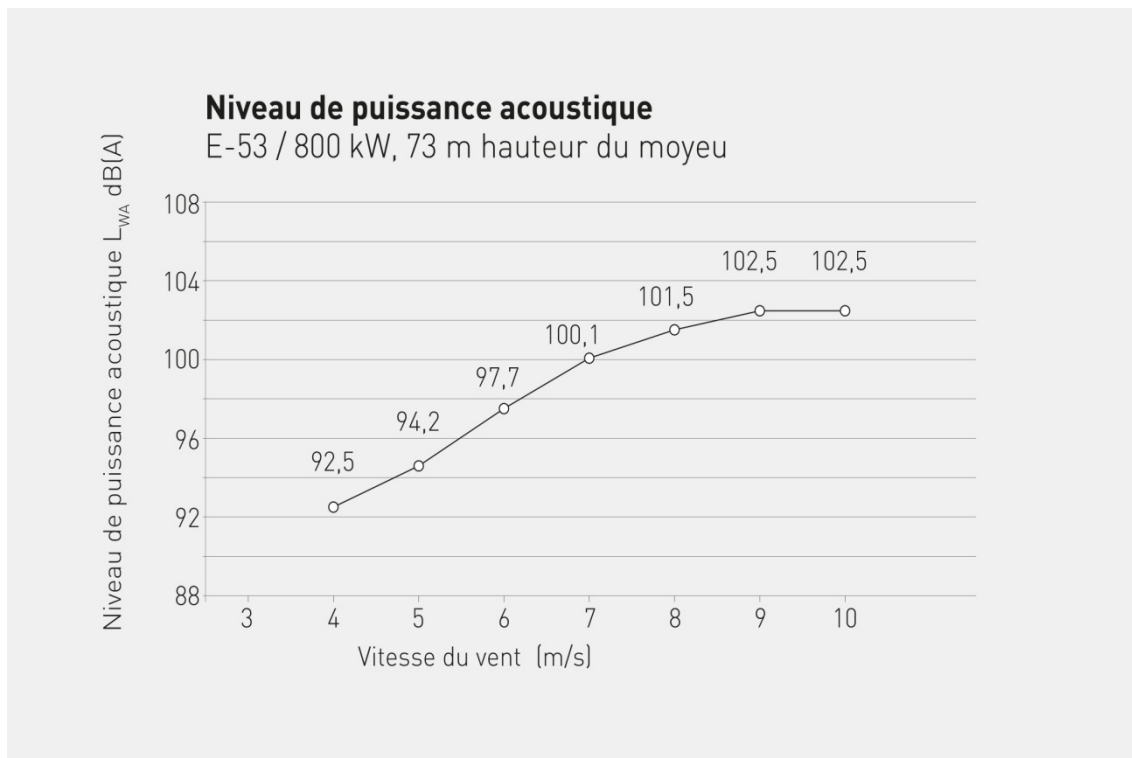


Figure 3.3. Niveau de puissance acoustique de l'éolienne Enercon E53/800 [26].

3.5. Modélisation et dimensionnement du projet éolien:

Il est nécessaire d'avoir une description plus proche et plus complète du fonctionnement réel de l'éolienne afin d'avoir une modélisation plus fine du fonctionnement du système éolien et de son interaction avec le vent. La modélisation dépend de l'existence de cartes topographiques numérisées et de données antérieures ou récentes sur la vitesse du vent et la topographie des sol terrestre spécifiques à la région étudiée. L'évolution des outils de calcul numériques, tel que le logiciel WASP (Wind Atlas Analysis And Application Program) permet d'envisager très sérieusement la modélisation du système éolien.

3.5.1. Présentation de WASP (Wind Atlas Analysis And Application Program [27]):

Le logiciel WASP est un PC-programme avec lequel on effectue le traitement statistique des données vent et les extrapolations horizontale et verticale de ces données. Le programme contient un ensemble de modèles pour calculer les effets des obstacles, de la rugosité du sol et de la topographie sur l'écoulement du vent. L'analyse consiste en un traitement des données vent (vitesse et direction) pour l'élaboration d'un potentiel éolien de référence dans toutes les directions. Ce dernier est ensuite transposé à l'ensemble de la zone d'étude en prenant en compte la topographie, les obstacles et les variations de la rugosité. D'une manière générale, WASP donne des résultats acceptables. Mais comme tous les modèles numériques, la précision de ces résultats dépend à la fois de la résolution des calculs, de la validité des données et des erreurs dans l'approximation des distributions.

Chaque projet est développé à l'aide de six pavés de calcul dont on retrouve les rubriques suivantes :

3.5.2. Données utilisées par WASP [28]:

3.5.2.1. Les Données vent (OWC) Observed Wind Climat:

L'assistant (OWC) qui désigne l'outil d'entrées du climat éolien observé (*Figure 3.4*). Il guide tout au long de son processus à la création d'un fichier d'observation du climat éolien (*.tab) à partir du fichier (*.txt) qui comporte les données des vitesses et la directions du vent recueillis durant les années de mesure. Il est possible d'utiliser un ou plusieurs fichiers de données brutes de vent de séries chronologiques pour produire le fichier en question. Ce fichier sera ensuite introduit dans la plateforme du logiciel WASP.

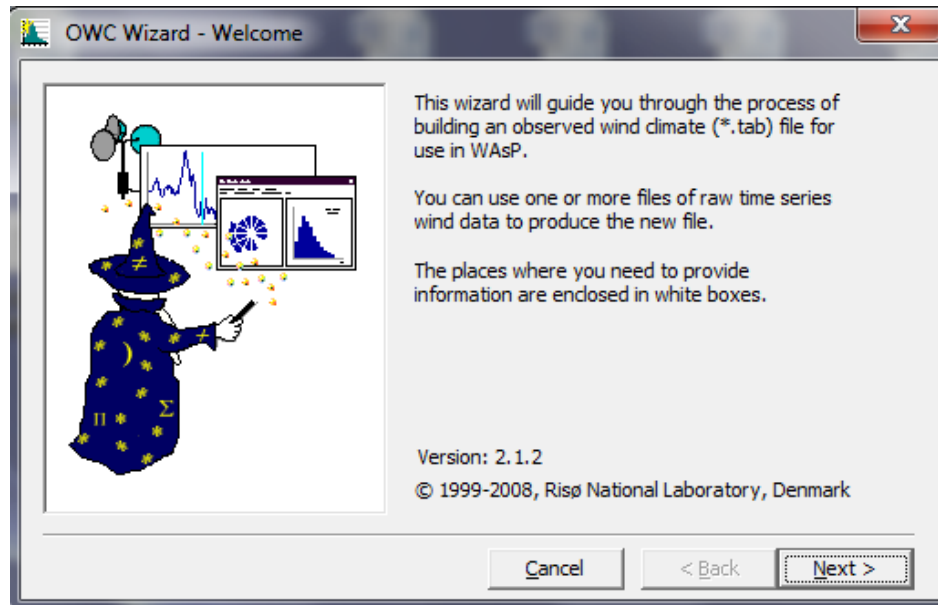
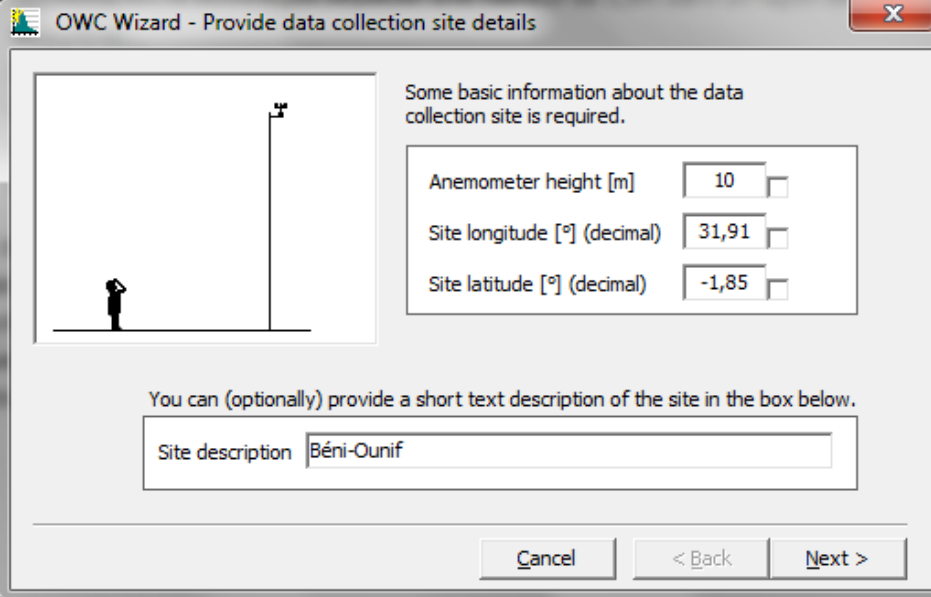


Figure 3.4. Interface de l'assistant OWC.

Les cases blanche sont destinées aux données qu'il faut introduire. La deuxième fenêtre (*Figure 3.5*) est destinée aux entrées des coordonnées du point de mesure (Longitude, Latitude en °), la hauteur du mat de mesure dont l'anémomètre (en m) et l'appellation de la région sélectionnée à l'étude. les coordonnées géographique du mât sont 31,91° de l'altitude, -1,85° de la longitude, 990 m d'altitude au dessus du niveau de la mer et à 10 m de hauteur au dessus du niveau du sol.



OWC Wizard - Provide data collection site details

Some basic information about the data collection site is required.

Anemometer height [m]

Site longitude [°] (decimal)

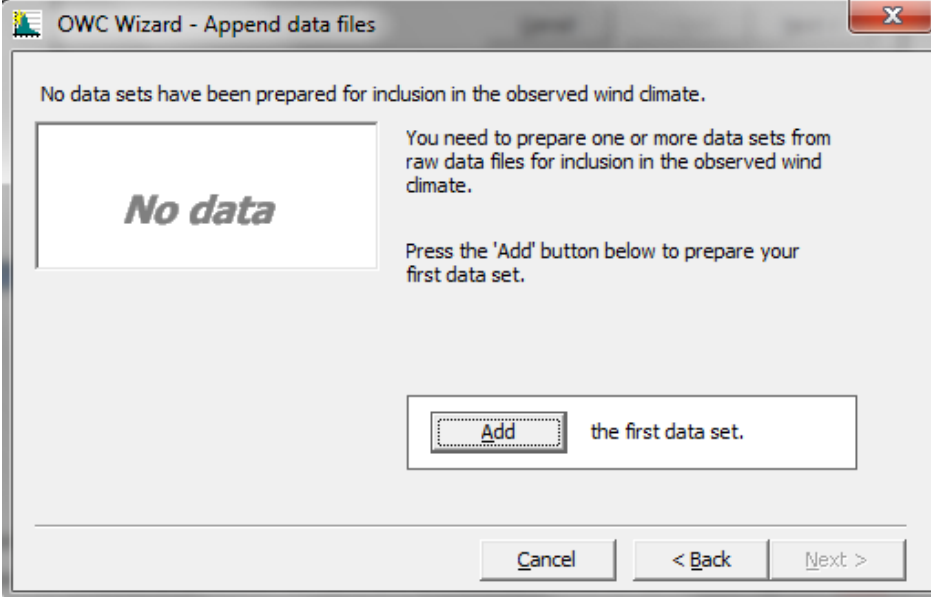
Site latitude [°] (decimal)

You can (optionally) provide a short text description of the site in the box below.

Site description

Figure 3.5. Entrées des coordonnées du mât de mesure.

La troisième fenêtre se consacre à la préparation et l'introduction du fichier (*.txt) incluant les données de vitesses et direction de vent des années de mesures. Le bouton ajouté (Add) permet de faire cette opération et par la suite il faut sélectionné le fichier en question ([Figure 3.6](#)).



OWC Wizard - Append data files

No data sets have been prepared for inclusion in the observed wind climate.

No data

You need to prepare one or more data sets from raw data files for inclusion in the observed wind climate.

Press the 'Add' button below to prepare your first data set.

the first data set.

Figure 3.6. Entrées des données de vent vitesses et directions.

Cette quatrième fenêtre affiche le fichier entré qui se constitue de deux colonnes vitesse et direction. Il possible d'arranger la structure de ce fichier en désignant la ligne de début de lecture des données ([Figure 3.7](#)).

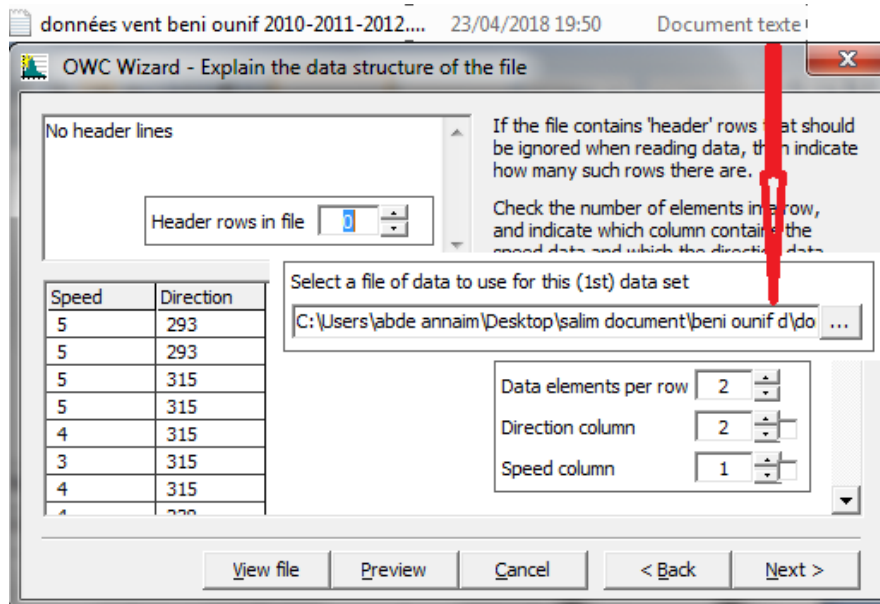


Figure 3.7. Structure des données de vent vitesses et directions.

L'unité de mesure de la vitesse du vent compatible avec le WASP est le m/s. Donc, l'assistant OWC permet dans cette cinquième fenêtre de faire la conversion des données s'il sont en kilomètre par heure ($\text{km}\cdot\text{h}^{-1}$) ou en noeud (kt) (Figure 3.8). Ce n'est pas le cas du fichier utilisé dans cette étude c'est pour cela que les paramètres de conversion sont laissés tels qu'elle sont.

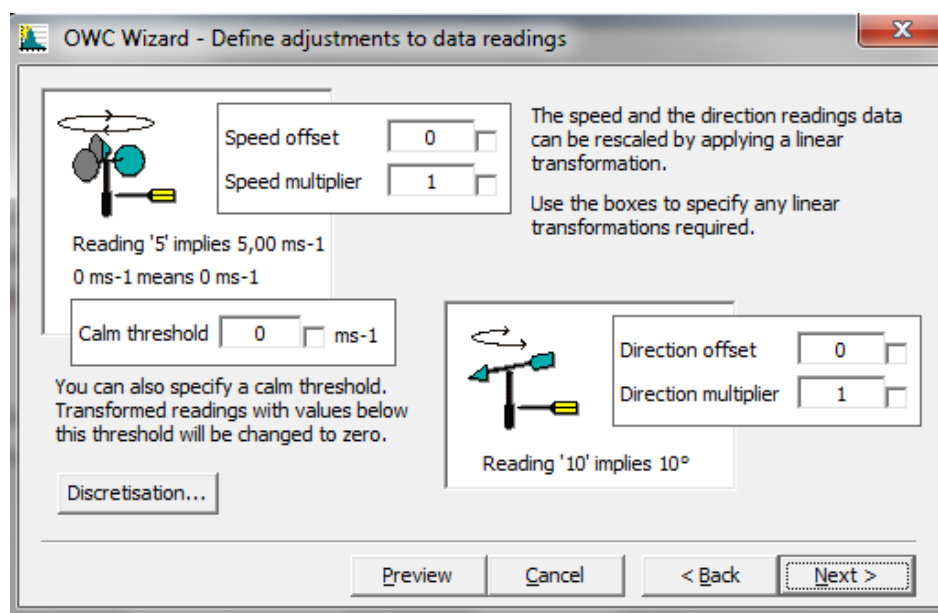


Figure 3.8. Paramètres de conversion des données de vent vitesses et directions.

Il se peut que quelques données dans le fichier (*.txt) soit erronées. La sixième fenêtre propose une spécification des valeurs légitime lors du calcul en désignant un seuil maximal et minimal limite des données acceptés (Figure 3.9). La plus petite valeur de la vitesse est 0.1 m/s et la plus grande est 99 m/s. La plus petite valeur de la direction est 1° et la plus grande est 360°.

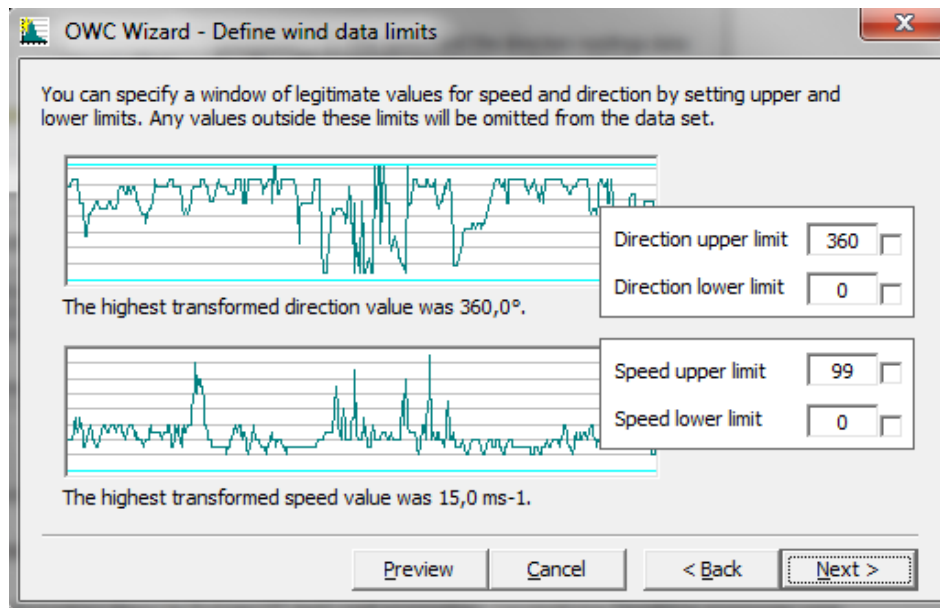


Figure 3.9. Correction des données de vent vitesses et directions.

La septième fenêtre est destinée pour désigner le nombre voulu des sections de la rose des vents (*Figure 3.10*). pour le cas présent d'étude le nombre total des section est estimé à 16 sections.

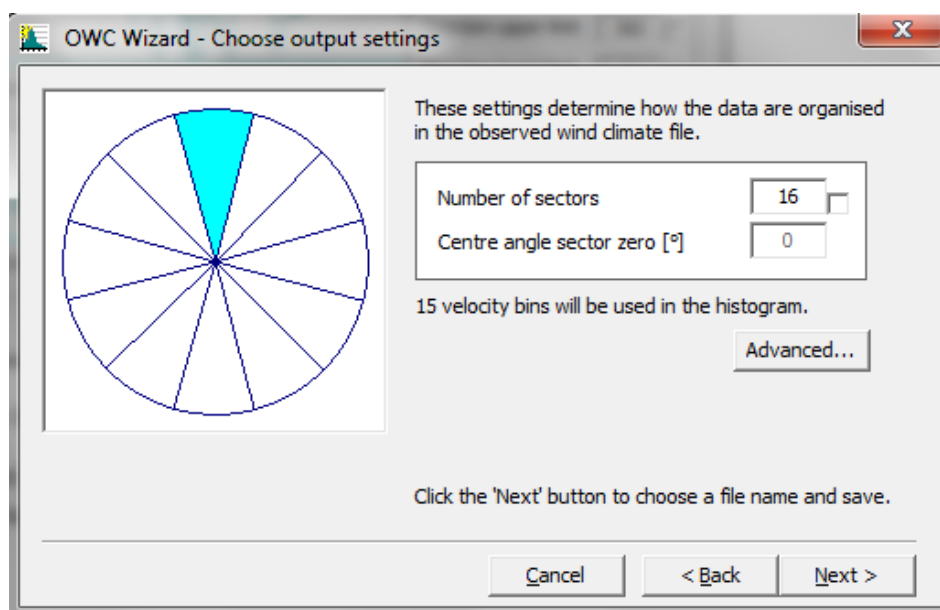


Figure 3.10. Nombre de section de la rose des vents.

La huitième et la dernière fenêtre se consacre à l'enregistrement du fichier (*.tab) utilisé plus tard dans le program de calcul WASP. Cette fenêtre affiche des informations préliminaire des données de vent tel que la vitesse moyenne calculée à partir des données recueillites et ainsi la vitesse moyenne dérivé à partir de l'équation de Weibull et l'écart type de ces deux moyenne en pourcentage (*Figure 3.11*). Cette fenêtre donne aussi des résultats préalable de la densité de puissance moyenne calculé à partir des données recueillites et ainsi que la densité de puissance moyenne calculé à partir de la fonction de Weibull et l'écart type de ces deux moyenne en pourcentage. Le tableau ci-dessous affiche ces résultat (*Tableau 3.3*).

-	Unité	Mesuré	Weibull	Ecart %
Vitesse moyenne de vent	m/s	4,40	4,27	3,02%
Densité de puissance moyenne	W/m ²	71,32	73,31	2,79%

Tableau 3.3. Résultats obtenus.

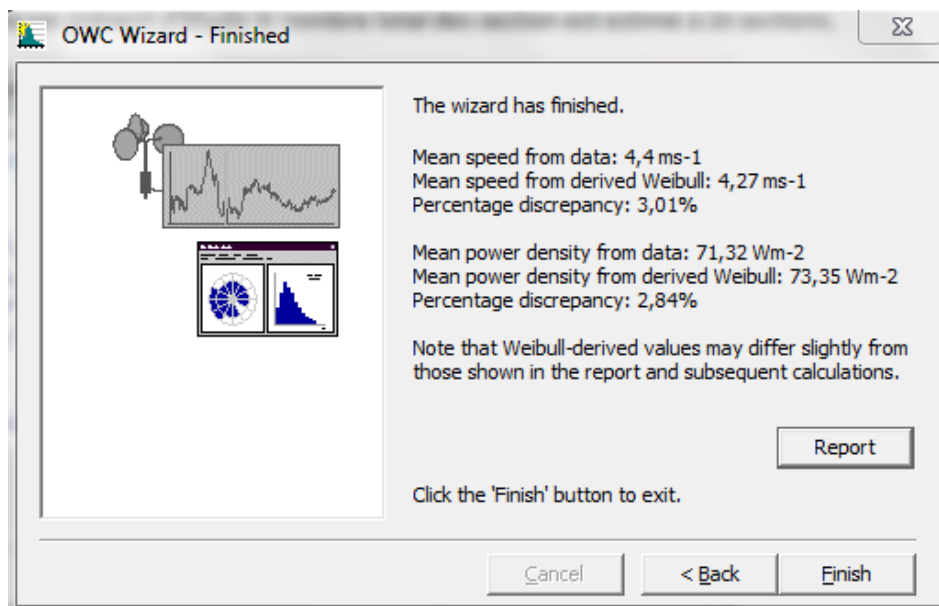


Figure 3.11. Résultat préliminaire des données de vent.

Cette fenêtre dispose d'un bouton appelé rapport (Report) qui fournit un document destiné à afficher tous les résultats du climat éolien observé incluant; la description du site, les données des vitesses moyennes du vent, la densité de puissance moyenne du vent, la représentation de la distribution de Weibull, les paramètres de Weibull, la rose des vents et un tableau regroupant l'organisation des données moyennes de vitesses de vent par rapport à leurs fréquences de directions. Ces dernières seront présentées en annexe (*Annexe 1*).

3.5.2.2. Les Données d'obstacle:

La deuxième entrée définit les données relatives au groupe d'obstacles présent autour du mât de mesure. Le tableau ci-dessous présente les données relatives à un obstacle présent au côté ouest du périmètre du mât de mesure de la région étudiée (*Tableau 3.4*). Ces données sont caractérisées par la distance qui les sépare avec le mât R1 et R2, les angles entre les deux extrémités d'obstacle et le nord respectivement $\alpha 1$ et $\alpha 2$, la hauteur de l'obstacle H, la largeur d'obstacle D et la porosité P (*Figure 2.5*).

$\alpha 1$	R1	$\alpha 2$	R2	H	D	P
77	250	83	260	5	25	0.50

Tableau 3.4. Données d'obstacle avoisinant le mât.

Ces données seront introduites dans un fichier (*.txt) qui sera ensuite utilisée plus tard dans le programme de calcul WASP.

3.5.2.3. Données topographiques:

Du fait de l'existence de la couche limite atmosphérique, la vitesse du vent augmente avec l'altitude. Ainsi, les données mesurées au niveau d'une station météorologiques ne peuvent représenter le potentiel éolien disponible dans toute la région étudiée. Le troisième entrée est une carte à élévation numérique qui peut être préparé via plusieurs logiciels de cartographie numérique; Surfer, Mapinfo, Google Maps,...etc, pour l'introduire plus tard au WAsP.

Premièrement, il faut téléchargé une cartographie de la région sélectionnée à l'étude. Pour cela, la base de données des carte du site de la NASA (Global Data Explorer) offre cette possibilité[6] (*Figure 3.12*). Un calque cartographique de la surface totale de la planète terre est disponible tracté des imagerie de différents satellites; Aster Global DEM V1 et V2, NASA Blue Marble, NGA SRTM 1 et 3, NASA SRTM 1 et 3. Ce calque indique aussi les frontières mondiales, pays, état/province, région terrestre, villes et espace marin comme les océans et les fleuves.

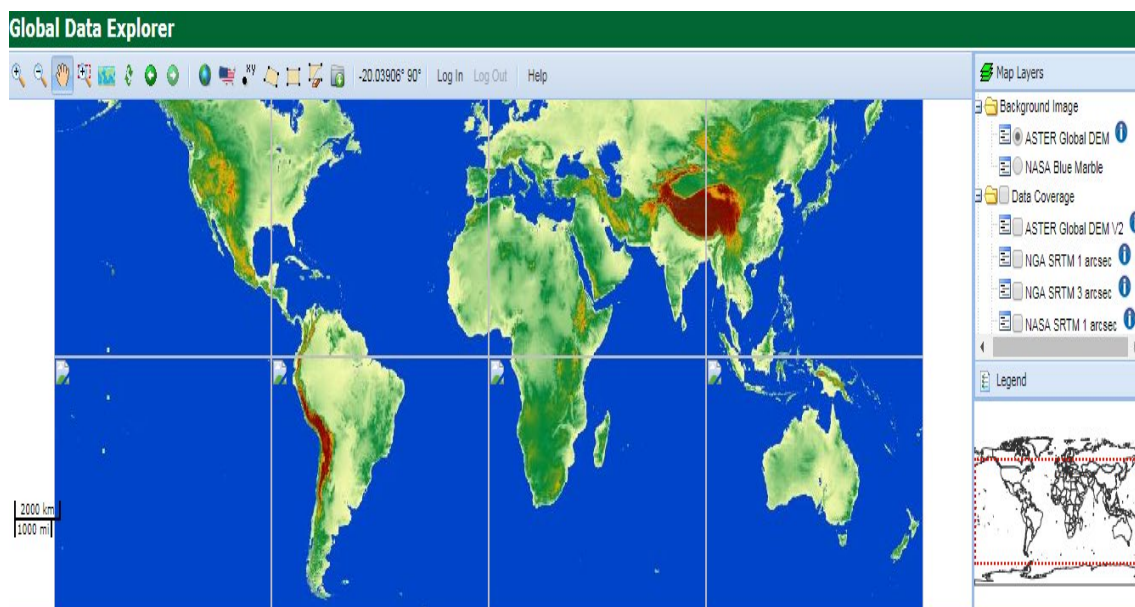


Figure 3.12. Carte mondial réalisée par Global Data Explorer [26].

La carte numérique du terrain basée sur une résolution de 90 m dérivée de la SRTM (Shuttle Radar Terrain Mission) gratuite de la NASA téléchargée du Jet Propulsion Laboratory[28] boudia pub a été utilisée pour préparer les données topographiques numérisées nécessaires, abritant les données d'élévation et la rugosité des obstacles.

Pour le faire, il faut entrer dans la fenêtre du bouton ".xy" de la plateforme du site (*Figure 3.13*) les données des coordonnées géographique de la région étudiée qui sont les latitude 31.77° et 32.06° et les longitude -1.16° et -2.03°. Par la suite, une zone sera délimitée en jaune qui se situe entre le nord de Béchar et le sud des frontières marocaine (*Figure 3.14 et 3.15*). L'altitude varie entre 750m et 1950m au dessus du niveau de la mer.

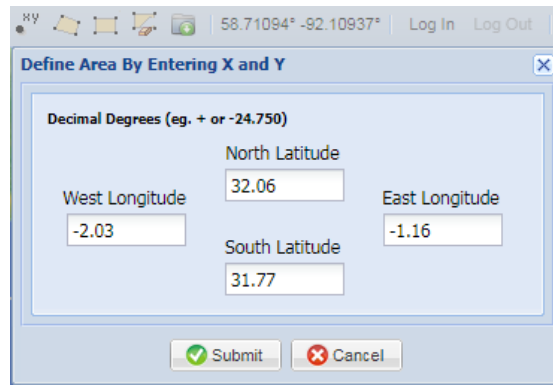


Figure 3.13. Entrées des coordonnées géographiques de la région étudiée [28].



Figure 3.14. Région étudiée délimitée en jaune.

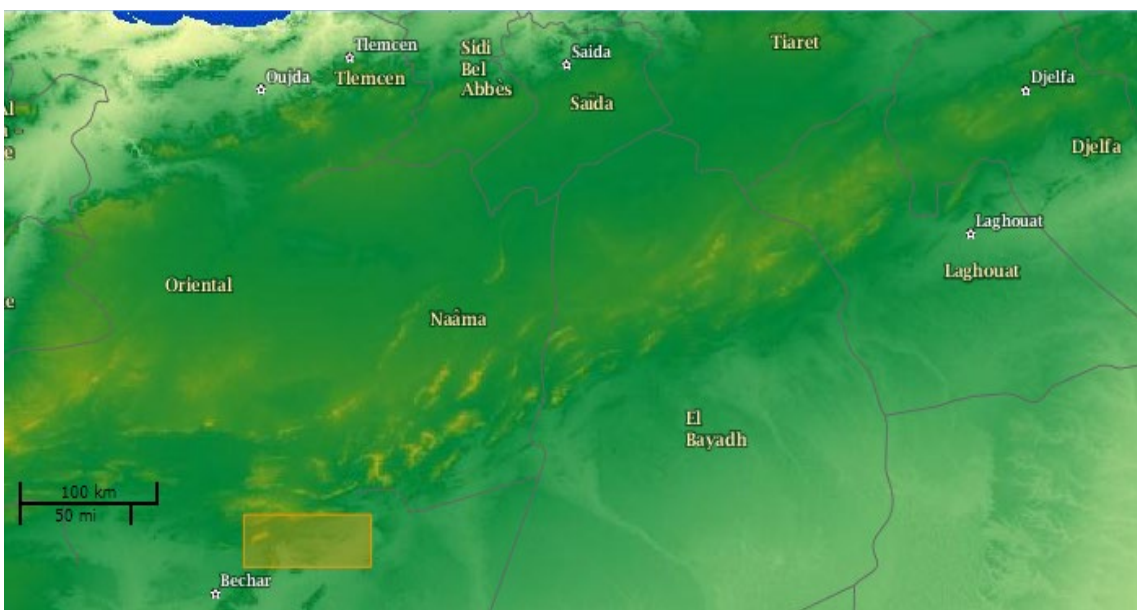


Figure 3.15. Région étudiée délimitée en jaune sur une résolution de 100km.

Le fichier de cette carte est ensuite enregistré sous le format (*.dxf). Les coordonnées géographiques latitude et longitude de cette carte sont au format de degrés décimaux. Cette carte sera ensuite ouverte dans un programme qui fait partie de la suite Wasp et qui s'appelle (WAsP Map Editor) (Figure 3.16). Ce programme affiche le nombre total des points de projection de cette carte, Le nombre total des lignes de contour qui constitue l'élévation numérique de différents sols terrestres de la région, les coordonnées géographiques, les différentes altitudes des sols terrestres par rapport au niveau de la mer.

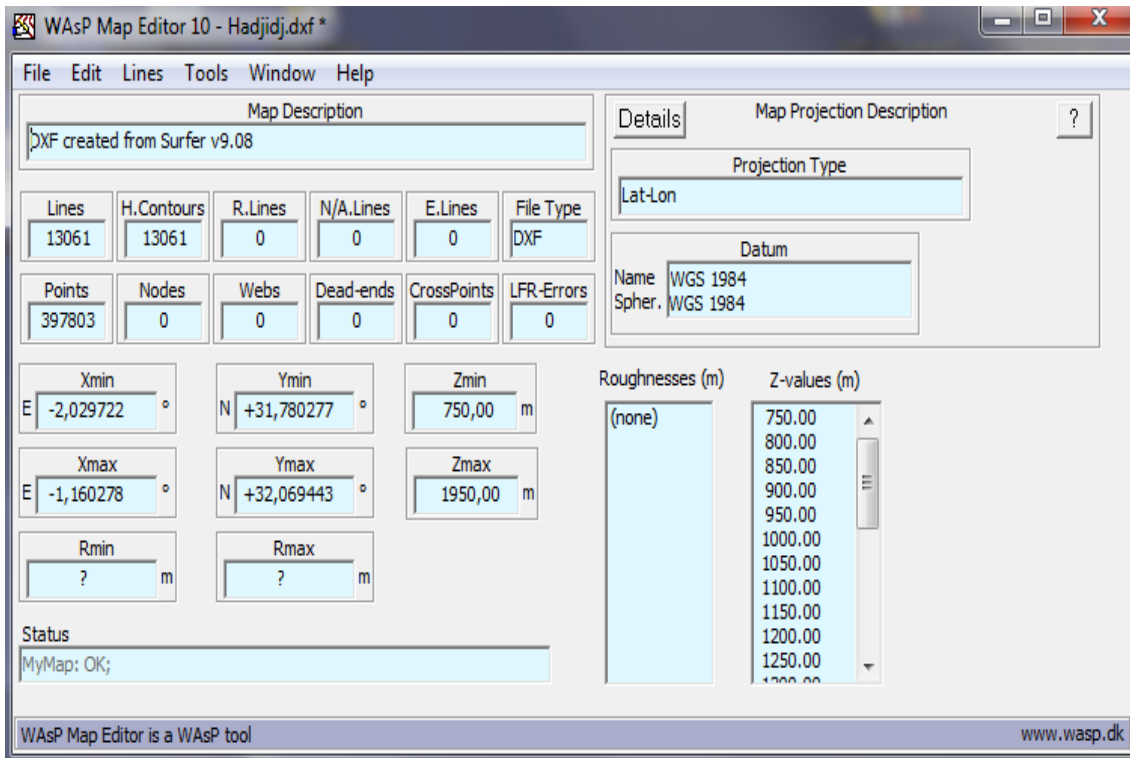


Figure 3.16. Interface du programme Map Editor intégrant les caractéristiques de la région étudiée.

Le bouton (Window, Map Image) permet d'afficher la représentation de la carte topographique (Figure 3.17).

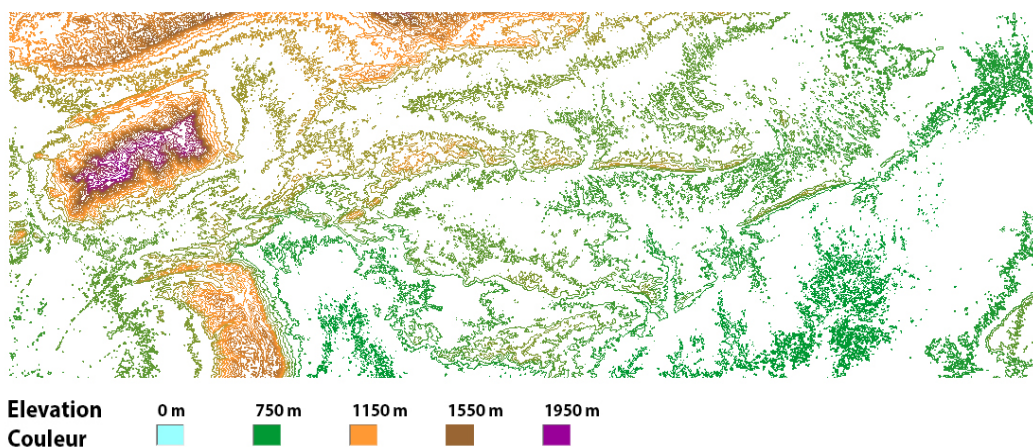


Figure 3.17. Représentation topographique de l'élévation des sols de la région.

Cette carte représente l'élévation numérique des différents sols terrestres de la région où chaque couleur représente une certaine élévation.

Au final, Le logiciel WAsP ne prend pas en considération la carte en projection de degrés décimaux. C'est pour cela que Map Editor intervient pour effectuer une projection UTM (Transverse universelle de Mercator) conforme de la carte (*Figure 18*). Pour le faire, il faut aller aux boutons suivants; (Tools, Transform, Projection, Lat-On, Global Projection, UTM Projection). Ensuite la carte sera convertie et enregistrer dans le format UTM (*.Ascii).

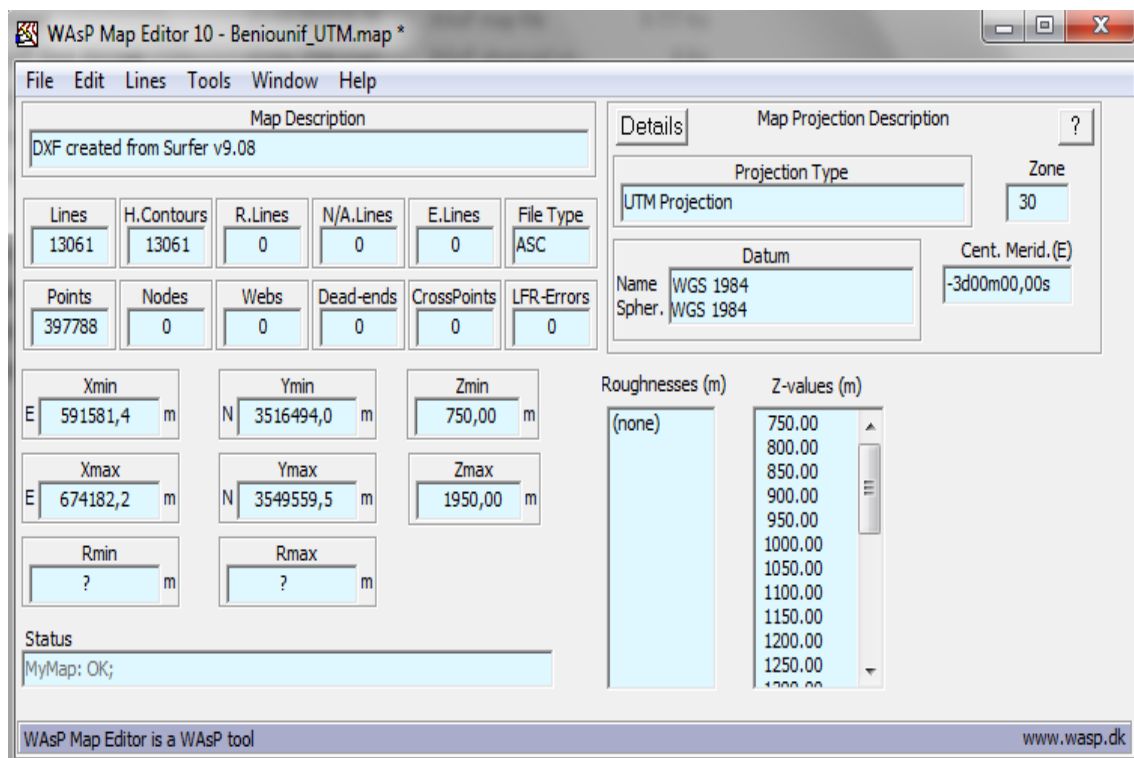


Figure 3.18. Caractéristique de la région étudiée par la projection UTM.

3.5.2.4. Données de rugosité:

Elle concerne tous ce qui peut bloquer, freiner ou changer la vitesse ou direction du vent. Pour la mentionné sur le logiciel WAsP, il faut analyser et calculer la rugosité à l'intérieur et à l'extérieur après avoir délimité chaque différentes zones de la région étudiée. Pour cela, le programme Google Earth est utilisé. Les coordonnées géographiques sont introduits en destinant à chaque point cardinal un punaise pour former un polygone délimitant la carte topographique.

Maintenant, toutes les zones et les régions rugueuses qui se trouvent à l'intérieur du carré doivent être délimitées par d'autres polygones spécifiés (foret, ville, village, champ cultivé, lac,...). Chaque zones rugueuse admet une longueur et classe de rugosité soit à l'intérieur ou à l'extérieur de cette zone selon les valeurs communiqués dans la partie du (chapitre 2). Après avoir délimité toutes les zones rugueuses de la région étudiée, viendra le tour de les intégrer dans le programme (WAsP Map Editor) qui prendra la charge de un calque de ces zones rugueuses sur l'ancienne carte topographique d'élévation (*Figure 3.19*). Une fois terminer, une nouvelle représentation graphique est conclue et qui affiche l'introduction de nouveaux points et lignes de contours qui désignent les caractéristiques des zones rugueuses (*Figure 3.20*).

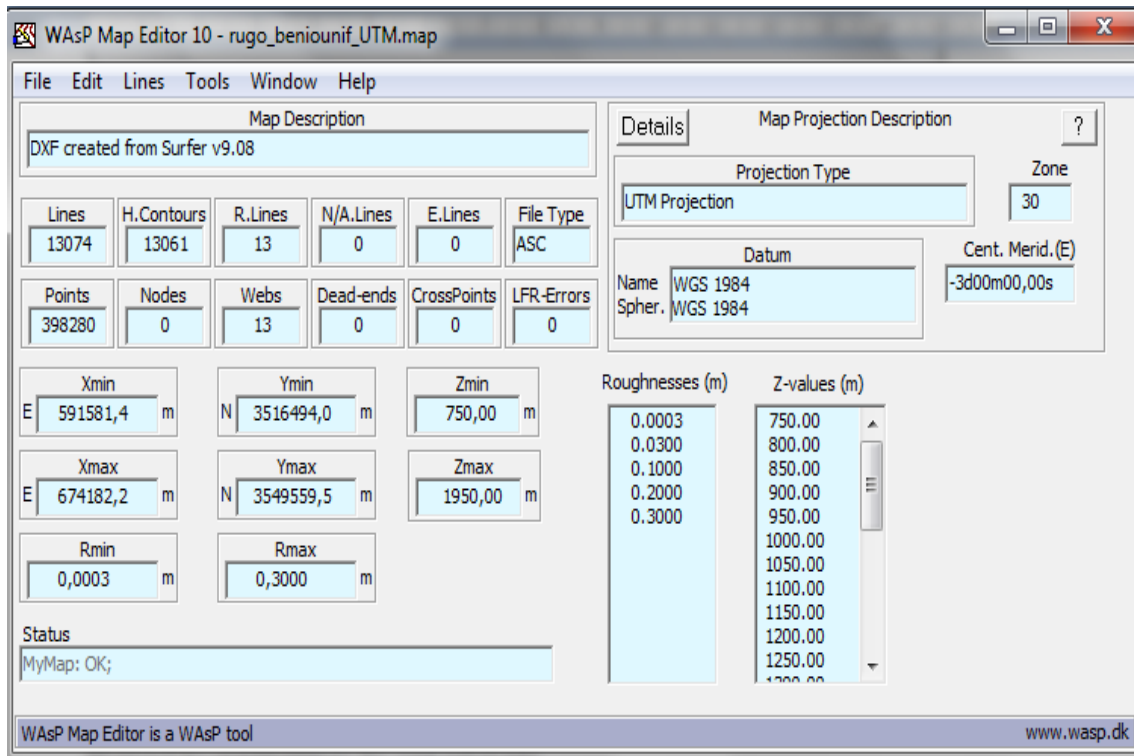


Figure 3.19. Caractéristique de la région étudiée intégrant la rugosité des sols par la projection UTM.

A partir de la figure ci-dessous il est remarquable que l'espace destiné à la rugosité est rempli par les différentes rugosités qui abritent la région variant de 0.003 jusqu'à 0.3.

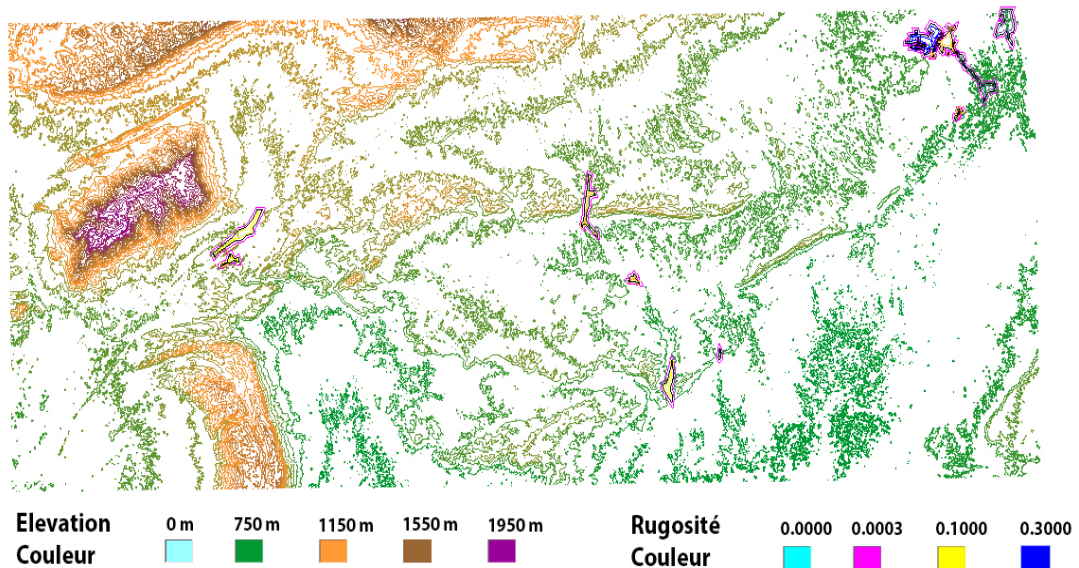


Figure 3.20. Représentation topographique d'élévation graphique et rugosité de la région étudiée.

Cette carte représente l'élévation numérique des différent sols terrestre de la région où chaque couleurs représente une certaine élévation et aussi les différentes zones rugueuses qui abritent la région définissant ses lignes de contours par d'autre couleurs.

3.5.4. Création d'un projet WASP:

Pour estimer le potentiel éolien disponible sur une région donnée et établir la carte des vitesses et densités de vents, le WASP utilise toutes les données cités précédemment. l'interface du programme WASP est présentée ci-dessous (Figure 3.21). Pour la création d'un nouveau projet éolien sous WASP il faut se servir des bouton suivants; (New Workspace, Project WASP). Une petite fenêtre s'ouvre qui indique les entrés du projet éolien. Chaque entrés permet de parcourir son fichier préparé précédemment; le climat éolien observé, les obstacles. Les bouton sont respectivement (Wind atlas, Obstacle Group). Suivit d'une autre petite fenêtre (insert from file) qui est destinée pour insérer la carte topographique avec rugosité au format UTM.

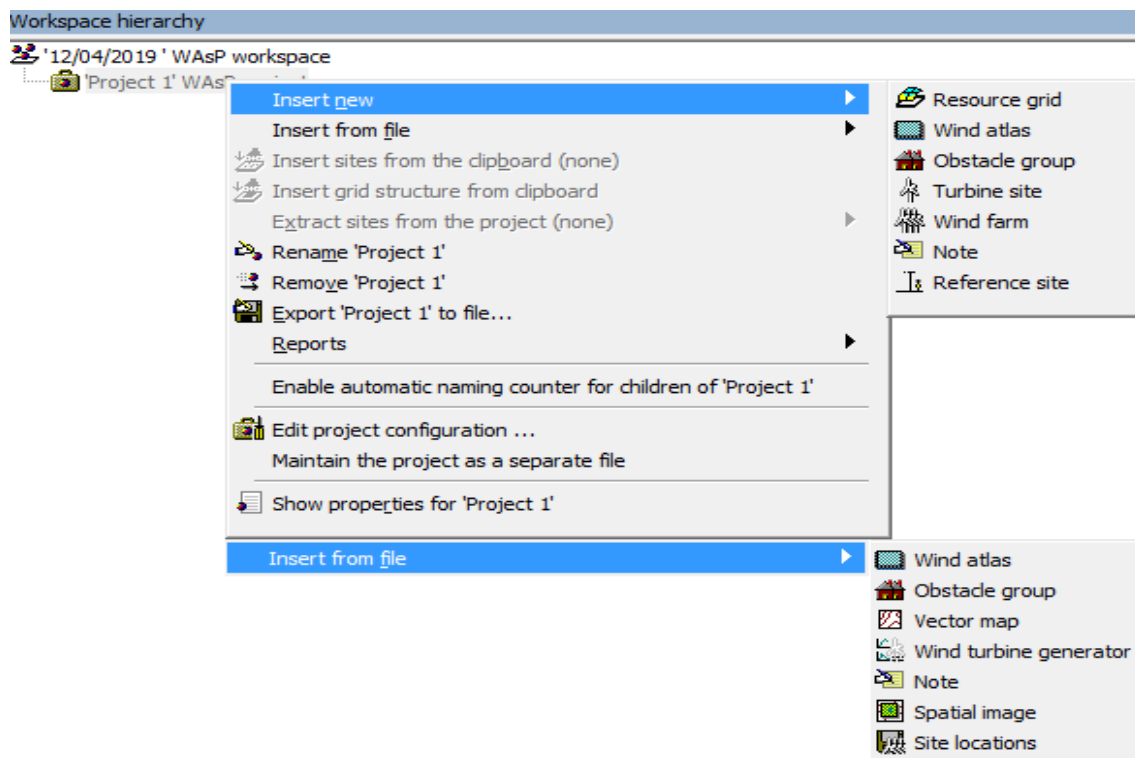


Figure 3.21. Interface WASP, Création d'un projet éolien.

Une fois que ces entrés sont établit, WASP peut calculé et fournir une panoplie de résultats qui sont: la rose des vents, l'histogramme et distribution de la vitesse du vent, la densité de puissance moyenne (P), la vitesse moyenne du vent (V), les deux paramètres de Weibull A et k. Il aussi possible de constitué une carte qui affiche ces résultats a une hauteur prescrite. Pour cela, il faut appuyer sur le bouton (Resource grid) qui met en évidence une grille de ressources calquée sur la carte topographique de la région à plusieurs hauteur souhaité et selon plusieurs pas de calculs.

La carte de ressources de densité éolienne est utilisé pour connaitre les sites les plus favorables à accueillir une ferme éolienne. Ces sites seront triés selon leurs proximité du réseau électrique de distribution et aux conformité des normes réglementaires. Une fois qu'un site est fixé, une nouvelle estimation des résultats cité précédemment s'impose en fonction de son espace avec un pas de calcul très rigoureux. Une nouvelle carte de ressource éolienne apparait qui indique l'emplacement géographique précis de l'installation de chaque éolienne qui constituera une ferme éolienne.

Pour insérer les éoliennes il faut cliquer sur les boutons (Wind farm, insert new, turbine site). Un nouveau espace de travail est créé qui permet de choisir le groupe total des éoliennes souhaitées à l'installation. Chaque éolienne sera ensuite déposée sur les emplacements les plus adaptés. Les éoliennes seront ensuite disposées en respectant les distances de séparation. Finalement, toute cette longue procédure va permettre au logiciel WAsP de calculer la production énergétique de chaque éolienne pendant une année type ainsi que le pourcentage des pertes annuelles engendrées par la ferme éolienne.

3.6. Conclusion:

La première partie de ce chapitre a comporté les différents modèles mathématiques qui peuvent s'appliquer à l'estimation statistique du potentiel éolien à partir des données observées des vitesses et directions de vent. Cette densité de puissance ne peut être récupérée entièrement par le biais d'un ou plusieurs aérogénérateurs. Les modèles d'approximation qui évaluent la puissance récupérable de chaque éolienne ont été présentés. L'intégralité de ces modèles ont été introduits dans un programme de calcul qui peut être utilisé dans la planification et l'analyse statistique du potentiel éolien et à la création des projets de ferme éolienne. Une présentation générale du logiciel WASP a été établie ainsi que les différentes entrées du logiciel ont été définies précisément. Le résultat de calcul affichera une carte de ressources de densité éolienne qui permettra de connaître le site précis de l'éventuelle installation de la ferme éolienne. Ce site comporte plusieurs emplacements optimaux qui peuvent accueillir plusieurs éoliennes disposés d'une façon à maximiser la production annuelle énergétique et minimiser les pertes d'énergie.

Références

- [1] M.Al-Hasan, R.Nigmatullin, « Identification of the generalized Weibull distribution in wind speed data by the Eigen-coordinates method», Renewable Energy. 93-110.Jan 2003.
- [2] J. V .Seguro,T.W Lambert, « Modern Estimation of the Parameters of the Weibull Wind Speed Distribution for Wind Energy Analysis»,Journal of Wind Engineering and IndustrialAerodynamics.; 85:75-84; Mar 2000.
- [3] M. J .Stevens, P. T Smulders, «The estimation of the parameters of the Weibull Wind speed distribution for wind energy utilization purposes»,Wind Engineering. 1979.
- [4] L Yang, M. Xie, «Efficient Estimation of the Weibull Shape Parameter Based on a Modified Profile Likelihood». Journal of Statistical Computation and Simulation. Feb; 73(2):115-123,2003.
- [5] B. Multon, O . Gergaud, H. Ben Ahmed, X. Roboam, S. Astier, B. Dakyo & C. Nichita " État de l'art dans les aérogénérateurs électriques" , Mai 2002.
- [6] D. Le Gourieres, " Energie Eolienne: Théorie, Conception et Calcul Pratique des Installations ", Edition Eyrolle 1982.
- [7] J . Martin, " Technique de l'ingénieur énergies éoliennes ", 1999.
- [8] H.X.Yong,L,U,J.Burnett, «Weather data and probability analysis of hybrid PV wind power generation systems in Hong Kong » Rnewable energie 28(2003):1813-1824.
- [9] S. Diaf, D. Diaf,, M. Belhamel, M. Haddadi , A. Louche «A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system » Energie Policy (2007) doi 10.1016/j.enpol.2007.06.020.
- [10] the Bogdan,SB,Salameh,ZM ,1996 «Methodology for optimally the combination of a battery bank and PV array in a wind/PV hybrid system » IEEE transaction on Energie conversion 11(2),367-375.
- [11] C. G. Justus, " Vent et Performances des Eoliennes", Ed SCM n° ISBN 2-901133-16-9 1980.
- [12] A. Betz, "Wind- Energie und ihre Ausnutzung durch Windmuehlen " Vandenhoeck et Ruprecht, Gottingen 1926.
- [13] Y. Himri, " Optimisation de certains paramètres d'un aérogénérateur situe dans le sud ouest de l'Algérie", Mémoire de magister, Université de Béchar Mai 2005.
- [14] L. Abdelhamid, R. Abdessemed, H. Amimeur, E. Merabet, Etude des performances des génératrices utilisées dans les systèmes éoliens, International Conference on Renewable Energy ICRE'07, University of Bejaia, pp. 1-6 (CDROM), 25-27 November 2007.
- [15] R. Abdessemed, M. Kadjoudj, "Modélisation des machines électriques," Presses de l'Université de Batna, Algérie, 1997.
- [16] R. Maouedj, S. Bousalem , B. Benyoucef ,ALGERIA WIND ENERGY RESOURCES, Scientific Technical Centre «TATA»,(2008), № 6 (62).

- [17] A. Arbaoui, Aide à la décision pour la définition d'un système éolien adéquation au site et a un réseau faible, thèse doctorat, École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers Centre de Bordeaux, (2006).
- [18] T. Philippe et TH.Claude, étude d'une éolienne, projet technologique, université de Québec, (2007), TCH-090-095.
- [19] Y.Ettoumi, « Ressources Energétiques Renouvelables en Algérie. » Thèse, USTHB, Alger 2002.
- [20] N. Zerari, A. Benretem, «Assessment wind field in the region of Annaba East Algeria with an aerodynamic analysis for installation a small wind turbine», ISSN 1392–1207. MECHANIKA. Volume 20(6): 582–589.2014.
- [21] J. C Doran, M. G Verholek, «A note on vertical extrapolation formulas for Weibull velocitydistribution parameter»,Journal of Applied Meteorology, Mar; 17:410-412. 1978.
- [22] S.Mathew, K.P.Pandey,A.Kumar, «Analysis of Wind Regimes for Energy Estimation» ,Renewable Energy, Mar; 25(3) :381-399. 2002.
- [23] T. Diveux , "Implantation d'un Système Eolien: Optimisation par Algorithmes Génétiques ", Thèse de Docteur , École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers Centre de Bordeaux, Septembre 2000.
- [24] N. Kasbadji Merzouk, évaluation du gisement énergétique éolien contribution a la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie, thèse doctorat université de Tlemcen, (2006).
- [25] T. Schulthess "aérogénérateurs EOLTEC ", Documentation Technique FR- 06200, Nice 2003.
- [26] enercon GmbH. 2007. Wind turbine model: e53. fatails available at "<http://www.enercon.de/de/en/contact/firma> last accessed on 25 august 2017
- [27] M. Belhamel, S. Moussa , A. Kaabeche, « Production d'Electricité au Moyen d'un Système Hybride (Eolien- Photovoltaïque -Diesel), Centre de Développement des Energies Renouvelables, BP62 Bouzaréah, CP 16340, Alger, 2002.
- [28] S. M. Boudia, A. Benmansour, N. Ghellai, M. Benmedjahed, M. A. Tabet Hellal, "Temporal assessment of wind energy resource at four locations in Algerian Sahara", Energy Conversion and Management, vol. 76, pp. 654-664, 2013.

CHAPITRE IV
INTERPRETATIONS ET DISCUSSIONS DES RESULTATS

Ce dernier chapitre, se consacre à la présentation de tous les résultats obtenus à partir du logiciel WASP. Comme résultat, il est possible de simuler quasiment la densité de vent d'une région sélectionnée à l'étude. Ce chapitre compte une représentation de densité de probabilité de Weibull et une rose des vents annuelle. Ces dernières aideront à connaître les caractéristiques des vitesses moyennes annuelle selon une direction dominante. Ensuite, une optimisation plus profonde est menée pour conclure l'emplacement géographique exacte des sites venteux qui abritent cette région. Cet état de fait, permet de spécifier des installations multiples d'aérogénérateur qui constituent une ferme éolienne. Cette représentation digitale servira pour connaître la production énergétique annuelle de cette ferme.

4.1. Résultats des données statistique de vent:

4.1.1 Résultats de la distribution de Weibull:

L'histogramme ci-dessous (Figure 4.1) représente la distribution des fréquences des vitesses de vent de la région étudiée durant les années d'observations utilisées. Le repère des x décrit les vitesses des vent allant de 0 à 20 m/s. Le repère des y décrit la fréquence en pourcentage de chaque valeur mesurée de vent. La courbe est le polygone corrigé des effectifs moyen de la fréquence des valeurs en fonction des vitesses du vent. Les fréquences les plus élevées correspondent à l'intervalle de vitesse de 4 jusqu'à 5 m/s. Les fréquences moyennes sont celles qui correspondent aux vitesses: 2, 6, 7 m/s. Les fréquences très modeste se rassemblent dans l'intervalle de vitesse estimé de 8 jusqu'à 11 m/s. Il est aussi constatable que les fréquences de l'ordre de 0 jusqu'à 2 sont très rares. Ces résultats expriment que le site dispose d'une assez bonne ressource éolienne particulièrement en tenant compte de l'avantage de pénurie des fréquences inférieures à 3 m/s.

Plusieurs autres informations sont déduites à l'égard de cette représentation de Weibull tel que la vitesse moyenne annuelle des vent, la densité de puissance moyenne de vent, les paramètres k et c de Weibull. La vitesse moyenne annuelle de vent et le paramètre c de qualité de vent sont de l'ordre de 4.25 m/s et 4.8 m/s respectivement. Ces valeurs indiquent que la région dispose d'une qualité très moyenne des vitesses de vent. La valeur du paramètre k est estimée de 2.59 indiquant que la région est ardent des vents quotidiennement; ce qui présente un fort avantage à l'exploitation éolienne à moyenne échelle [1, 2].

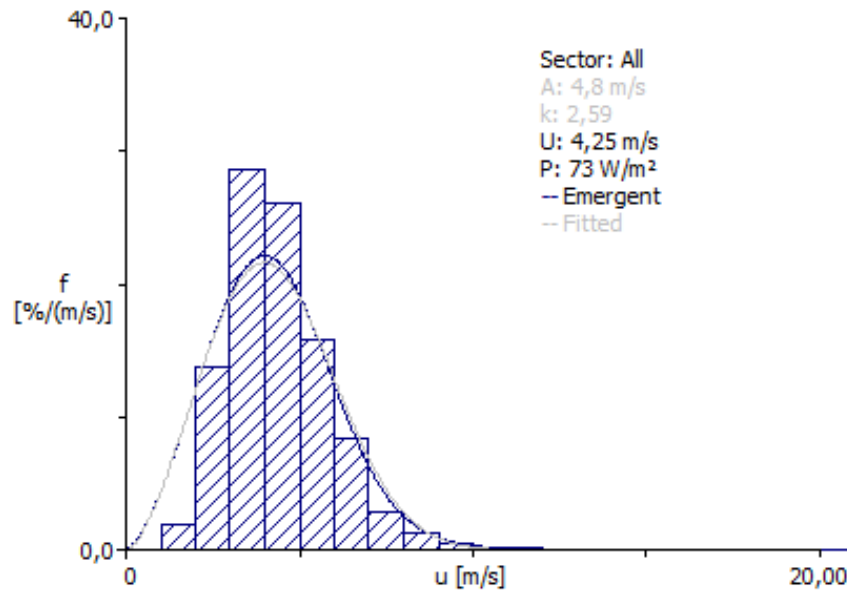


Figure 4.1. Histogramme annuel global de distribution de la vitesse du vent ajusté par la distribution de Weibull à 10m au dessus du sol, de la région de Béni-Ounif.

4.1.2 Résultats de la rose des vent:

Le diagramme ci-dessous (*Figure 4.2*) présente les fréquences des vitesses de vent en fonction de 16 secteurs de fréquences. Chaque secteur représente un intervalle allant de 1° jusqu'à 360° de direction des vitesses de vent. Le centre de cette rose des vent désigne l'emplacement de mat de mesure. Deux majeurs directions dominantes sont distingués et leurs configurations sont très peu fluctuantes et présentent une corrélation raisonnable entre leurs secteurs. les directions dominantes des vitesses du vent venant du coté sud de la région étudiée sont les plus rependus. La deuxième direction dominante est la direction nord. Par conséquent, il est préférable d'installé la face des turbines éolienne dans cette direction. Ceci permet allégé le travail des entraînements d'orientation de la nacelle.

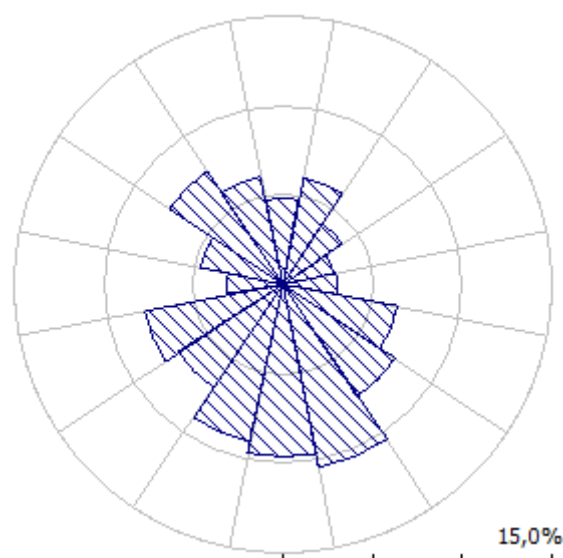


Figure 4.2. Rose des vents annuelle pour la région de béni Ounif.

4.1.3 Résultats de la densité de puissance de vent disponible dans l'emplacement du mat de mesure:

Le Tableau ci-dessous (Tableau 4.1) regroupe en fonction des 16 secteurs de la rose des vents; les fréquences en pourcentage des vitesses du vent, les paramètres k et c de Weibull, la vitesse moyenne annuelle de vent, la puissance de densité annuelle de vent.

Secteur		résultats d'analyse des données de vent				Puissance	Pertes
numéro de secteur	angle [°]	fréquences [%]	Weibull-c [m/s]	Weibull-k	vitesse moyennes [m/s]	puissance disponible [W/m ²]	delta-U [%]
1	0	4,8	5,3	3,02	4,7	89	-3,29%
2	22,5	6	5,1	3,27	4,56	78	-2,26%
3	45	4	4,5	2,85	4,05	59	-2,69%
4	67,5	2,9	4,1	2,58	3,64	46	-3,47%
5	90	3	3,9	2,61	3,49	40	-3,52%
6	112,5	6,5	4,3	2,49	3,84	55	-4,60%
7	135	7,5	4,4	2,61	3,87	54	-4,24%
8	157,5	10,4	4,5	2,88	3,99	56	-2,96%
9	180	9,6	4,9	2,99	4,36	71	-2,45%
10	202,5	9	5,2	2,88	4,66	89	-1,86%
11	225	6,9	5,4	2,46	4,75	105	-2,92%
12	247,5	7,8	4,8	3,25	4,26	64	-1,26%
13	270	3,1	4,2	2,47	3,75	52	-3,91%
14	292,5	4,7	4,7	2,29	4,14	73	-4,80%
15	315	7,6	5,1	2,05	4,49	103	-5,71%
16	337,5	6,1	5	2,05	4,41	98	-7,24%
moyenne annuelle					4,25	73	

Tableau 4.1. résultats statistiques des données de vent.

A partir du tableau, il est remarquable que la densité de puissance annuelle moyenne vaut 73 W/m². Cette valeur désigne que chaque mètre carré en extrapolation horizontale est verticale peut occasionner cette moyenne capacité. Mais vu le fait d'installer plusieurs éoliennes, la surface balayée sera très imposante induisant l'intensification de la puissance récupérée.

4.2. Résultats graphique des caractéristiques de la région étudiée:

Le logiciel WAsP mène une simulation d'extrapolation verticale et horizontales des données statistiques de vent sur la surface totale de la région étudiée. La carte topographique de la région est introduite. L'altitude prise en compte est estimée de 75m par rapport au niveau du sol. La rugosité des terrains est aussi incrustée sur la carte topographique du terrain. Plusieurs pas de calculs statistiques sont administrés en fonction des différentes résolutions d'élévation. Les résultats aboutissent à afficher une vue spéciale de la carte topographique incluant plusieurs grilles; des ressources éoliennes, la variabilité d'élévation des sols, les zones de pertes d'énergie, les zones d'effet colline, les obstacles environnants, la variabilité de la rugosité.

4.2.1. Vitesses moyennes annuelle de vent:

La carte topographique sera découpée en 3 morceaux du fait de la lourdeur des calculs. trois grilles représente les vitesses moyenne de vent de la régions étudiée (*Figure 4.3, 4.4, 4.5*). Ces cartes sont établiaient avec une résolution de calculs estimée de 1000m.

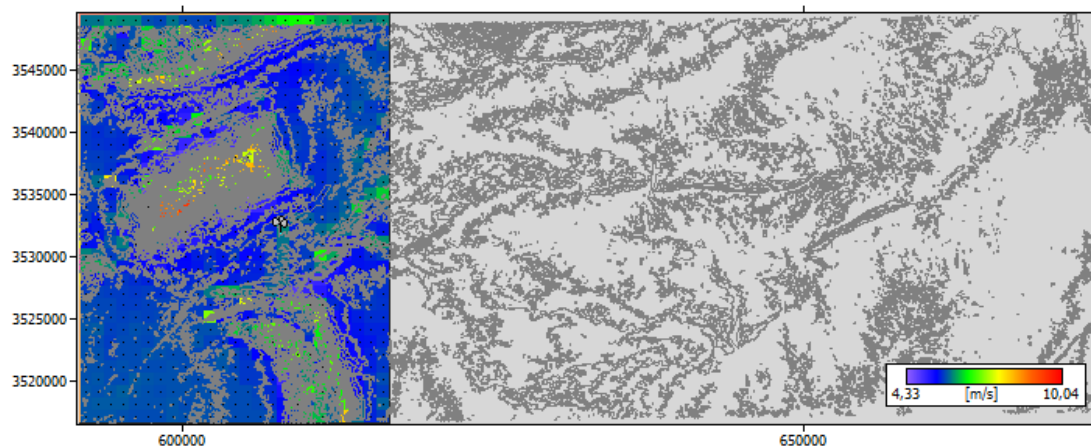


Figure 4.3. Carte ouest des vitesses moyennes de vent à 75m avec une résolution de 1000m.

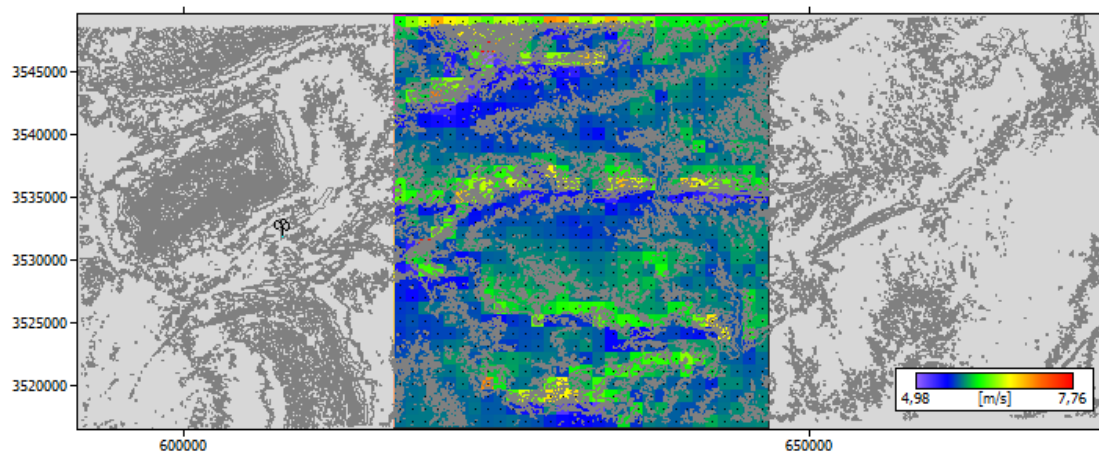


Figure 4.4. Carte centre des vitesses moyennes de vent à 75 m avec une résolution de 1000m.

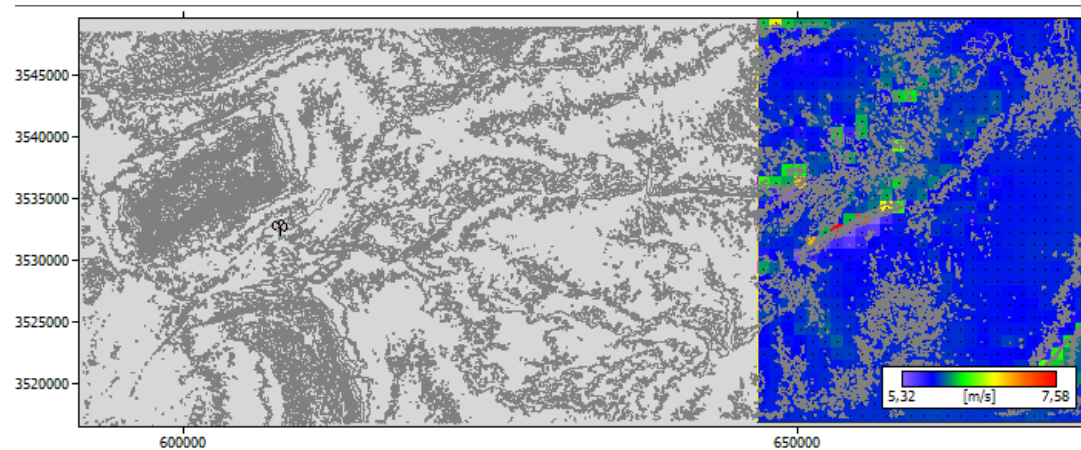


Figure 4.5. Carte est des vitesses moyennes de vent à 75 m avec une résolution de 1000m.

Il est constatable que l'ouest de la région dispose les valeurs maximales de la vitesse moyenne annuelle de vent allant de 4,33 jusqu'à 10,04 m/s. Ce côté s'avantage aussi par la proximité du réseau électrique. Le centre de la région dispose de plusieurs sites mais à défaut de proximité du réseau électrique. Le côté est dispose modestement d'une région ou deux région très éloignés du réseau électrique.

4.2.2. Densités moyennes annuelle de vent:

Trois grilles représente les densités de puissance moyennes de vent de la régions étudiée (*Figure 4.6, 4.7, 4.8*). Ces carte sont établies avec une résolution de calculs estimée de 1000m.

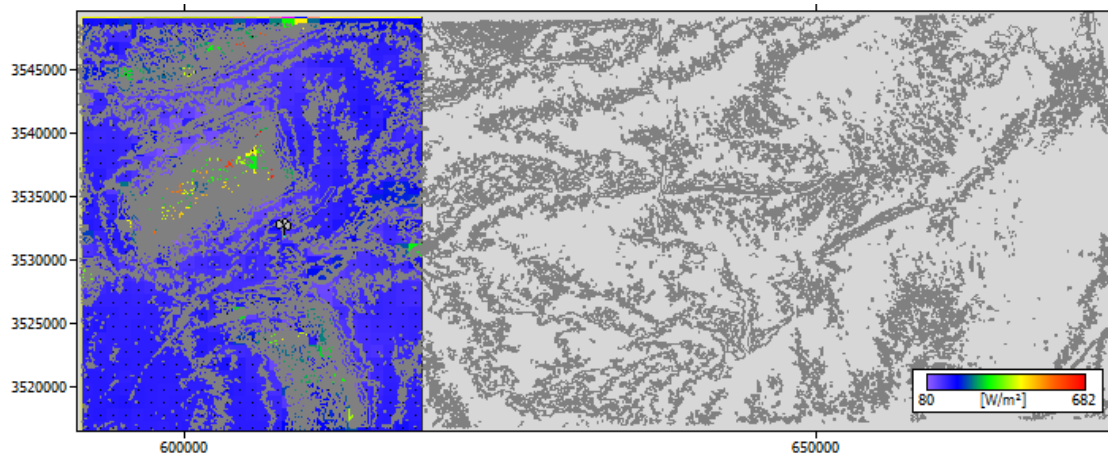


Figure 4.6. Carte ouest des densités moyennes de vent à 75m avec une résolution de 1000m.

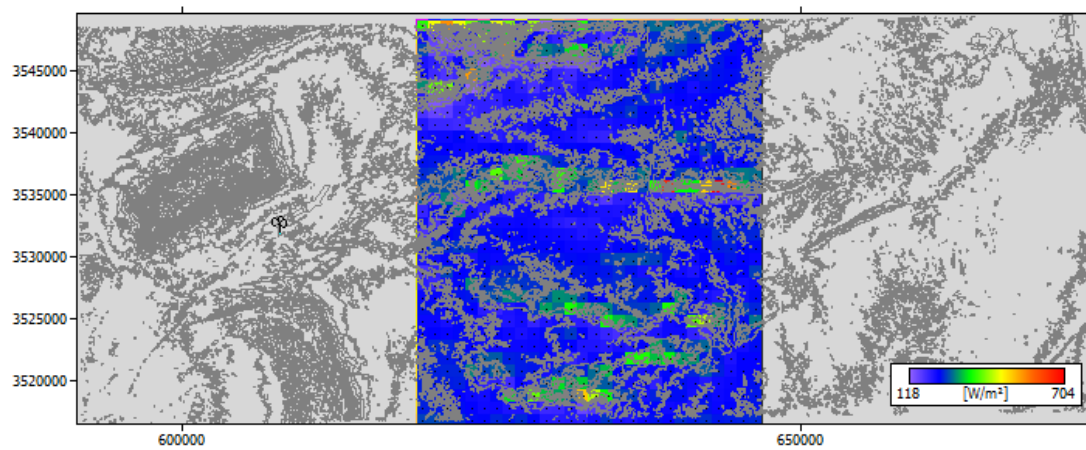


Figure 4.7. Carte centre des densités moyennes de vent à 75m avec une résolution de 1000m.



Figure 4.8. Carte est des densités moyennes de vent à 75m avec une résolution de 1000m.

Il est constatable que l'ouest de la région dispose les valeurs minimale de la densité moyenne annuelle de vent allant de 80 jusqu'à 680 W/m^2 . Le centre de la région est l'élue de la moyenne de densité de vent atteignant une valeur estimé à 118 jusqu'à 704 W/m^2 . Le coté est dispose de la plus faible moyenne de densité de vent estimé de 163 jusqu'à 474 W/m^2 .

4.3. Résultats graphique des caractéristiques de la zone choisie:

Au final, le choix de la région ouest est le plus envisageable au fait de la proximité du réseau électrique. Des calculs plus profonds seront menés pour déterminer les caractéristique éolienne de cette zone.

4.3.1. Vitesses moyennes annuelle de vent:

La carte topographique sera découpée en 2 morceaux cette fois ci. Deux grilles représente les vitesses moyenne de vent de la zone étudiée. La carte nord fixe juste la partie la plus ventée. Elle est établie avec une résolution de calculs de l'ordre de 300m (*Figure 4.9*). La carte sud ne fixe que la partie la plus ventée de cette zone. Elle est établie avec une résolution de calculs de l'ordre de 120m (*Figure 4.10*).

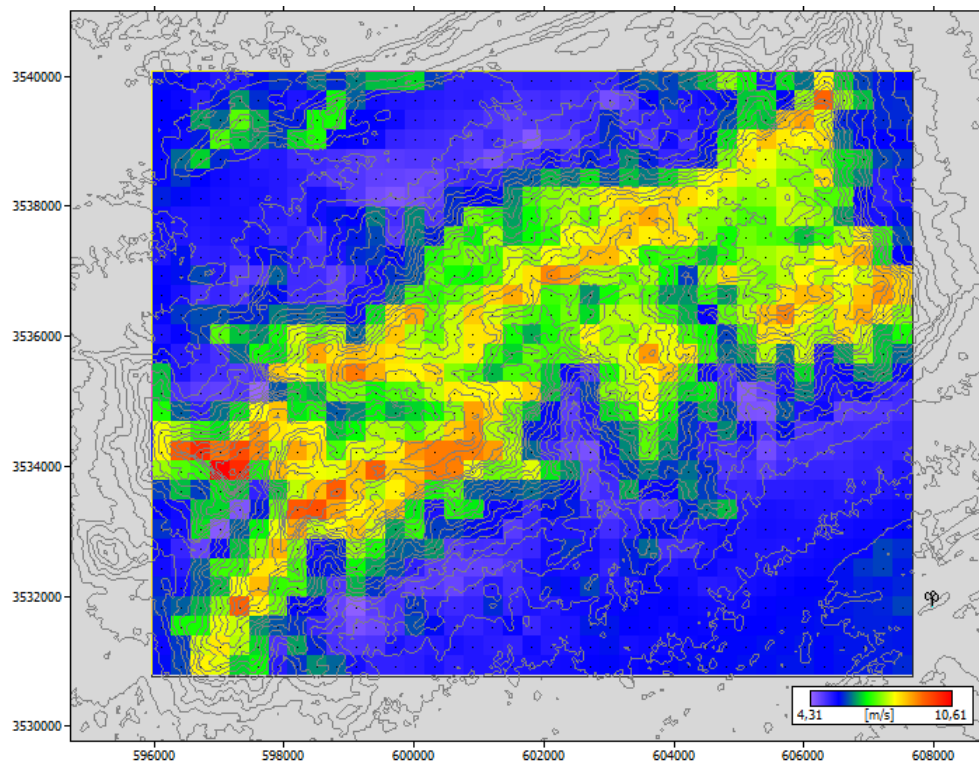


Figure 4.9. Carte nord des vitesses moyennes de vent à 75m avec une résolution de 300m.

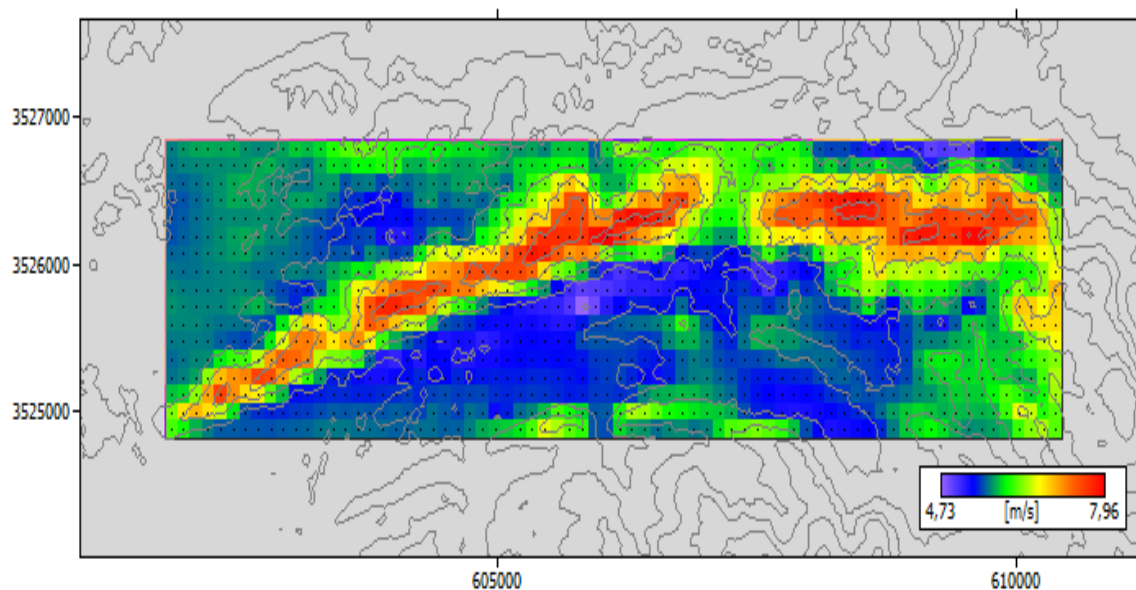


Figure 4.10. Carte sud des vitesses moyennes de vent à 75 m avec une résolution de 120m.

Il est marquant que le nord de la zone dispose les valeurs maximales de la vitesse moyenne annuelle de vent allant de 4,31 jusqu'à 10,61 m/s. Cette valeur est élevée par rapport à celle du côté sud de la zone qui ne représente que 4,73 jusqu'à 7,96 m/s. Cet état de fait est dû à l'élévation trop immense de la partie nord estimée de 1950m qui comporte une montagne. Cette dernière présente un désavantage d'intégration d'une ferme éolienne (*Figure 4.11*). Entre autre, La partie sud se constitue d'une colline à pente douce d'une élévation moyenne estimée de 1200m. Cette valeur représente un rapport de 16% par rapport à l'élévation moyenne du relief abritant toute la région estimée de 750m

(Figure 4.12). cette partie sud s'avantage aussi par la proximité du réseau électrique. Cette partie occupe une surface plus conséquente des espaces à fort vitesse moyenne de vent.

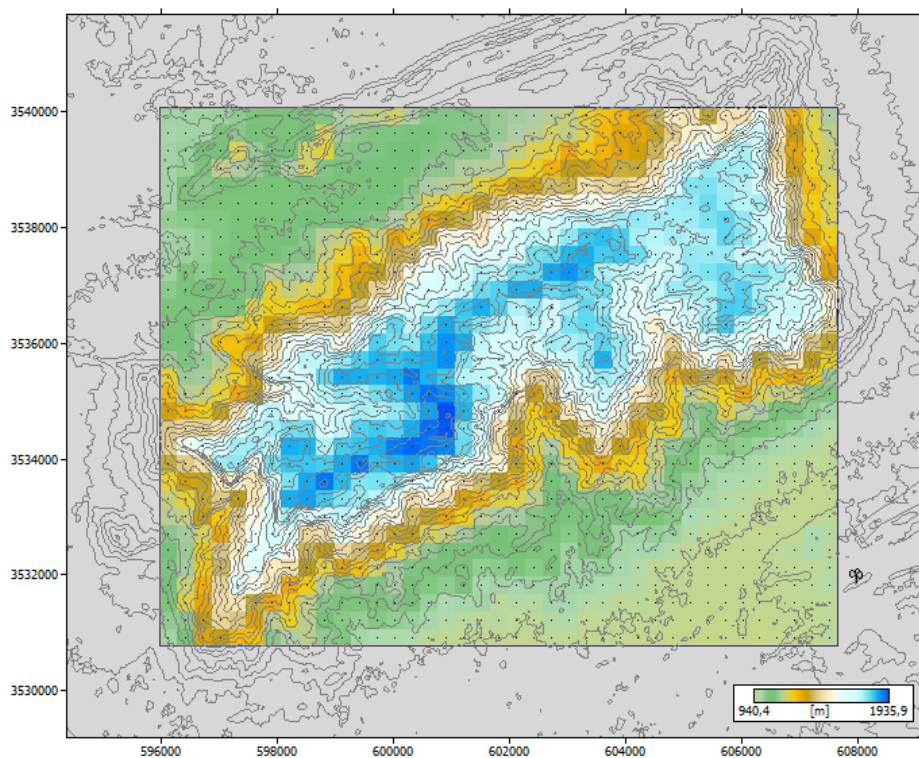


Figure 4.11. Carte nord de l'élévation des reliefs avec une résolution de 300m.

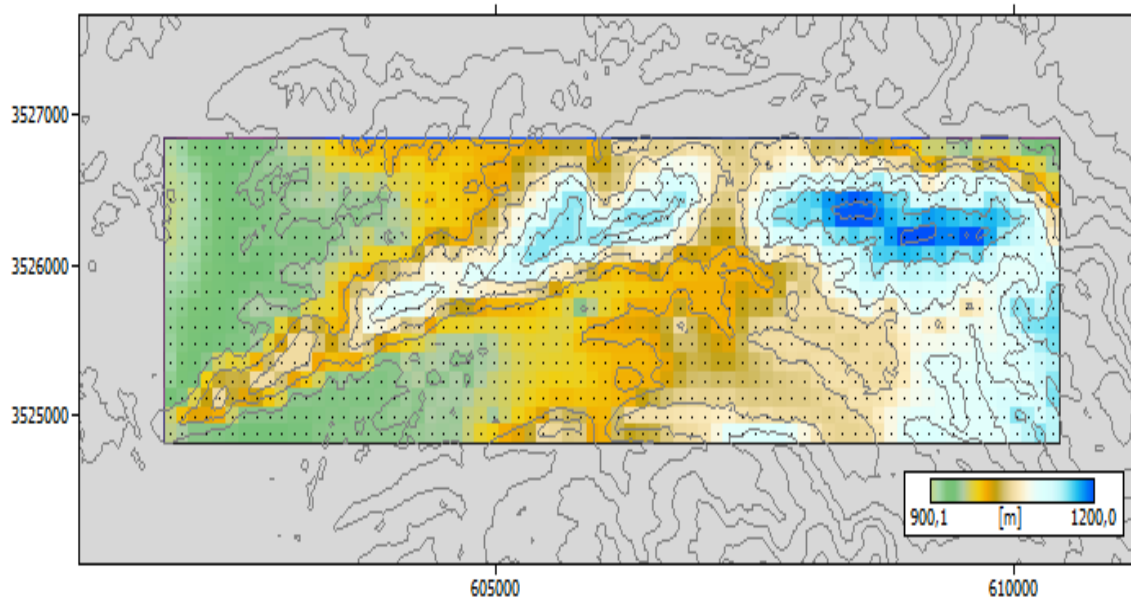


Figure 4.12. Carte sud de l'élévation des reliefs avec une résolution de 120m.

4.3.2. Densités moyennes annuelle de vent:

Deux grilles représente les densités de puissance moyennes de vent au nord et au sud de la zone choisie (Figure 4.13, 4.14).

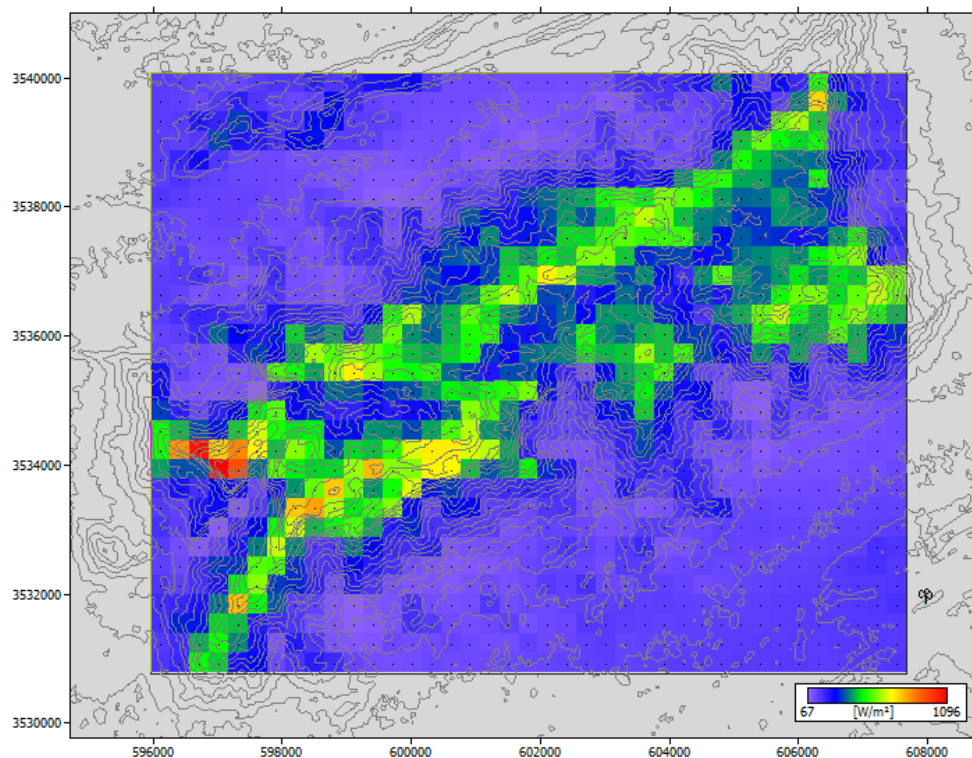


Figure 4.13. Carte nord de la densité moyenne de vent à 75m avec une résolution de 300m.

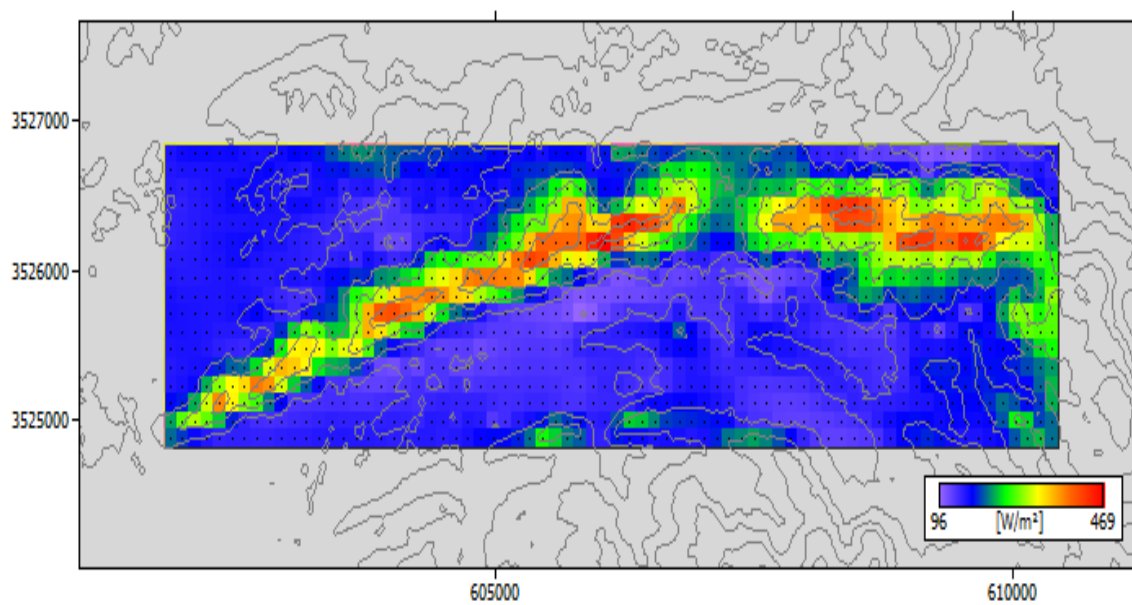


Figure 4.14. Carte sud de la densité moyenne de vent à 75 m avec une résolution de 120m.

Il est constatable que la partie nord de cette zone dispose d'un intervalle de valeurs de la densité moyenne annuelle de vent allant de 67 jusqu'à 1096 W/m². La partie sud dispose d'un intervalle de valeurs de la densité moyenne annuelle de vent allant de 96 jusqu'à 469 W/m². En comparant les

deux parties, il est remarquable que la partie sud occupe une surface plus conséquente des espaces à fort densité moyenne de puissance de vent.

4.4. Résultats de simulation et d'optimisation de la ferme éolienne:

Au final, le choix se repose sur la partie sud ouest de la région étudiée. Cette partie présente de multiples avantages tel que la proximité du réseau électrique, l'avantage de la colline douce, l'occupation des surfaces plus conséquente des espaces à fort vitesse et densité moyenne de vent. Cette section présente la simulation de la production énergétique d'une ferme éolienne installée numériquement par le logiciel WAsP. En effet, la simulation commence par l'étape d'insertion graphique des éoliennes dans les espaces optimisés de la carte topographique du site en question. Les emplacements optimisés sont ceux qui présentent à la fois les meilleures vitesses et densités de puissance moyenne de vent. Il faut aussi tenir compte de la distance de séparation à respecter pour éviter l'effet de sillage dans la ferme éolienne. La

Ainsi, la région délimitée dans la partie sud-ouest de la région a été choisie pour recevoir la ferme éolienne constituée de 34 aérogénérateurs similaires de type Enercon E53. A cet effet, la totalité des éoliennes sont projetées pour développer une puissance nominale de 27,2MW.

La (Figure 4.15, 4.16) représente la disposition maximale des éoliennes que peut contenir ce site en terme de vitesse moyenne et densité de puissance de vent respectivement. Les emplacements d'installation sont les sites les mieux ventés tout en respectant les limites de pertes qui ne dépassent pas les 10%.

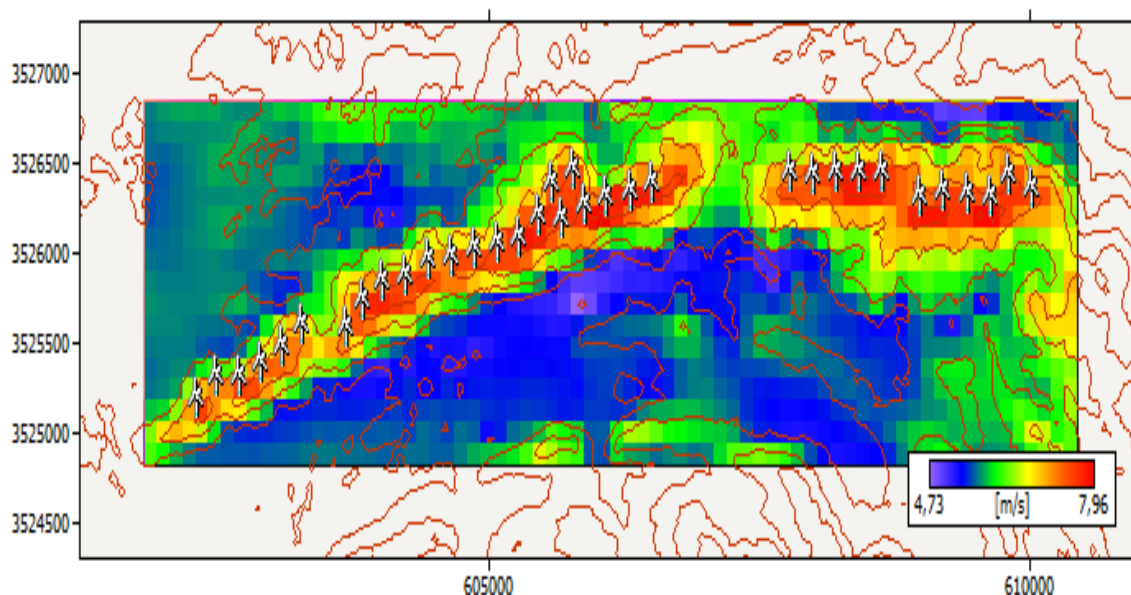


Figure 4.15. Disposition des éoliennes dans les emplacements les plus ventés en terme de vitesse moyenne de vent.

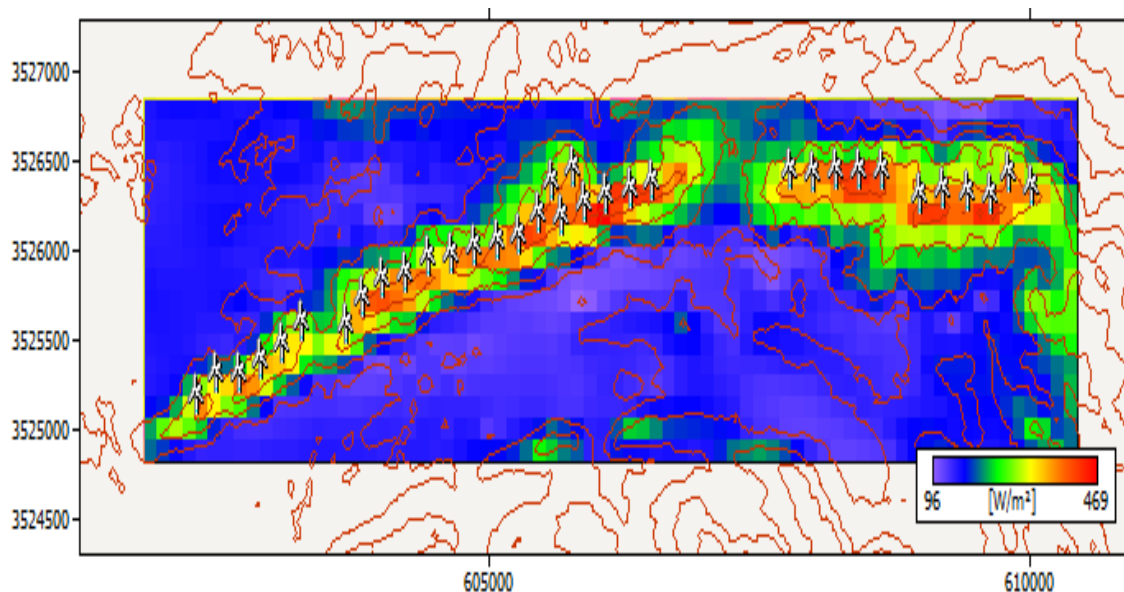


Figure 4.16. Disposition des éoliennes dans les emplacements des plus grandes densités moyennes de vent.

Par ailleurs, la distance minimale entre chaque éolienne de l'ordre de 4 fois le diamètre du rotor estimée au environ de 200m (*Figure 4.17*). Les cercles représente la distance à respecté qui ne peut contenir qu'une seul éolienne.

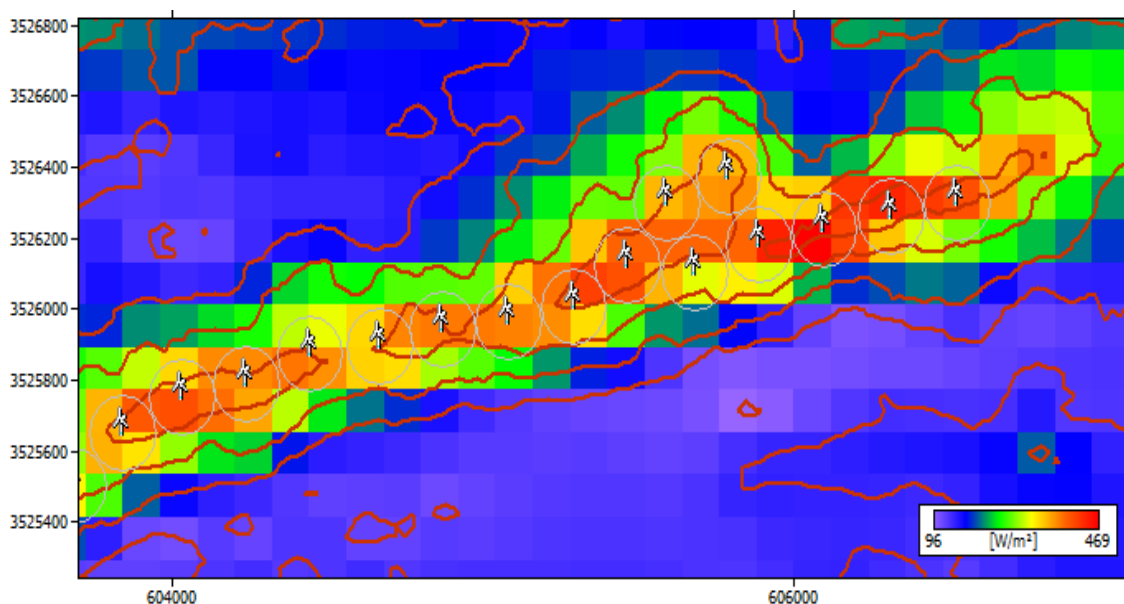


Figure 4.17. Zoom sur l'espacement entre les aérogénérateurs de la ferme éolienne(200m de séparation).

Ci-dessous est représenté le (*Tableau 4.2*) qui affiche; les coordonnées géographique, l'élévation par rapport au niveau de la mer et la hauteur de la tour de chaque éolienne. Il donne un aperçu détaillé sur les caractéristiques propres à chaque éolienne; la vitesse moyenne annuelle, la densité de puissance moyenne annuelle ainsi que des deux paramètres de Weibull à l'entrée de chaque voileure. D'un autre côté, le tableau présente la production énergétique annuelle brute (AEP Gross), la

production énergétique annuelle nette (AEP Net) et le taux de perte dû à l'effet de sillage (Wake loss) propre à la sortie de chaque éolienne. En bas du tableau s'affiche la production annuelle globale net de la ferme éolienne estimée de 100,438 GWh/an soit une moyenne de 2,9 GWh par éolienne.

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR [%]	Ht [m]	U [m/s]	Gross [GWh]	Net. [GWh]	Loss [%]
Turbine site 001	602305,6	3525098	1050	4,9	4,2	75	7,53	2,918	2,903	0,49
Turbine site 002	602489	3525229	1024,1	3,5	2,8	75	7,1	2,594	2,559	1,34
Turbine site 003	602701,9	3525219	1050	4,6	3,8	75	7,56	2,954	2,931	0,78
Turbine site 004	602898,7	3525295	1050	4,8	4,1	75	7,42	2,833	2,802	1,1
Turbine site 005	603094,4	3525384	1050	5,1	4,4	75	7,28	2,719	2,678	1,51
Turbine site 006	603273,7	3525514	1050	4,8	4	75	7,23	2,691	2,65	1,53
Turbine site 007	603683,9	3525504	1060,2	4,2	3,5	75	7,21	2,663	2,637	0,94
Turbine site 008	603841,6	3525654	1100	6,9	6,2	75	7,75	3,091	3,038	1,7
Turbine site 009	604030,2	3525753	1100	6,7	6	75	7,7	3,06	3,018	1,38
Turbine site 010	604237,8	3525789	1100	5,8	5,1	75	7,62	2,995	2,965	0,99
Turbine site 011	604442,7	3525875	1099,6	4,3	3,6	75	7,51	2,908	2,875	1,13
Turbine site 012	604669,1	3525894	1100	4,3	3,6	75	7,55	2,951	2,931	0,69
Turbine site 013	604871,3	3525945	1100	5,4	4,7	75	7,51	2,921	2,896	0,84
Turbine site 014	605081,6	3525966	1114,4	5	4,3	75	7,52	2,921	2,897	0,84
Turbine site 015	605291,8	3526007	1150	6,6	5,9	75	7,88	3,189	3,145	1,38
Turbine site 016	605464,3	3526125	1150	7,2	6,5	75	7,76	3,098	3,011	2,81
Turbine site 017	605680	3526104	1129,5	7	6,3	75	7,39	2,82	2,71	3,89
Turbine site 018	605589,9	3526299	1150	7,5	6,7	75	7,5	2,897	2,724	5,97
Turbine site 019	605790,5	3526374	1150	7,5	6,8	75	7,57	2,96	2,779	6,11
Turbine site 020	605888,1	3526181	1144,6	6,8	6,1	75	7,72	3,076	2,991	2,76
Turbine site 021	606098,4	3526224	1150	7	6,3	75	8,1	3,346	3,316	0,91
Turbine site 022	606314,4	3526262	1150	7,2	6,4	75	7,91	3,217	3,189	0,85
Turbine site 023	606524,6	3526300	1150	7,8	7,1	75	7,75	3,095	3,071	0,79
Turbine site 024	607798,1	3526360	1154	8,5	7,7	75	7,52	2,925	2,914	0,39
Turbine site	608012,4	3526356	1162,8	7,5	6,8	75	7,48	2,893	2,874	0,65

025											
Turbine site 026	608226,8	3526364	1191,9	8,4	7,7	75	7,88	3,192	3,169	0,71	
Turbine site 027	608437	3526360	1200	8,8	8,1	75	7,96	3,252	3,228	0,75	
Turbine site 028	608651,4	3526360	1200	9,9	9,2	75	7,85	3,172	3,145	0,84	
Turbine site 029	608995,2	3526232	1200	9,4	8,7	75	7,8	3,134	3,115	0,62	
Turbine site 030	609213,6	3526252	1200	9,2	8,5	75	7,93	3,23	3,204	0,8	
Turbine site 031	609436	3526240	1186,1	8,1	7,4	75	7,7	3,062	3,04	0,73	
Turbine site 032	609650,3	3526232	1197	10,3	9,6	75	7,97	3,267	3,232	1,05	
Turbine site 033	609822,8	3526353	1165,9	8,7	8	75	7,59	2,972	2,891	2,73	
Turbine site 034	610027,7	3526278	1152,5	8,3	7,6	75	7,54	2,936	2,91	0,88	
										100,438	

Tableau 4.2. Caractéristiques de la ferme éolienne.

Le tableau contenant les 34 éoliennes est interprété comme suit:

La vitesse moyenne annuelle varie de 7,1 et 8,1m/s avec une moyenne estimée de 7,10 m/s.

La densité de puissance moyenne varie de 396 à 499 W/m² avec une moyenne estimée de 320 W/m².

La production énergétique annuelle brute, elle varie de 2,99 à 3,34 GWh/an avec une moyenne estimée de 2,59 GWh.

Le taux de perte dû à l'effet de sillage montre que le maximum a été subit par l'éolienne n°19 avec 6,11% alors que la perte la plus faible est de l'ordre de 1,48%.

Ainsi, il est noté que la production énergétique nette, sans pertes dues à l'effet de sillage varie de 2,95 à 3,31 GWh/an avoisinant une moyenne de 2,55 GWh.

4.5. Conclusion:

Ce dernier chapitre, se consacre à la présentation des résultats relatifs à l'étude du gisement éolien dans la région de Béni-Ounif comprenant aussi l'estimation de la production énergétique annuelle d'une ferme éolienne d'une puissance nominale de 27,2 MW, installé sur des collines douces situées dans le côté sud-ouest de la région étalé à une élévation moyenne de 1128,9m. La ferme éolienne regroupe 34 aérogénérateurs de type Enercon E53. La simulation et l'optimisation présentée a été effectuée par le biais du logiciel WAsP. Ce logiciel fait office d'une estimation précise du potentiel éolien disponible dans une région offrant aussi la possibilité d'établir une carte de vitesses et densités moyennes des vents. A l'égard des résultats, des zones ventées seront distinguées dans la carte de la région. Cette carte offre la possibilité d'associer à chaque emplacement optimisé des éoliennes tout en respectant les normes d'espacement. D'autres résultats sont aussi présentés discutés tel que, la rose des vents, l'histogramme de la distribution des vitesses du vent de Weibull, les deux paramètres de Weibull, l'évolution de la vitesse moyenne du vent ainsi que la densité de puissance moyenne, en fonction des années, des mois et des heures de la journée.

Les résultats obtenus peuvent être résumés comme suit :

- La distribution de Weibull a montré que la région sélectionnée à l'étude dispose d'un moyen potentiel éolien estimé d'une vitesse moyenne annuelle de 4,25 m/s et d'une densité de puissance moyenne annuelle équivalente à 73 W/m² à une altitude de 10m au-dessus du sol. Cette région présente l'avantage de la constance quotidienne des vents déduits à partir du paramètre moyen d'échelle k estimé à 2,59.
- La rose des vents a permis de déduire que la région dispose de deux directions dominantes du vent. Le côté sud est plus imposant que le côté nord. Ces côtés présentent aussi une corrélation très peu fluctuante entre secteurs.
- Les simulations ont permis de déduire une cartographie du potentiel éolien de la région étudiée. Une partie de cette région est retenue pour approfondir les calculs du potentiel éolien avec une résolution de calcul de 120 et une altitude de 75 mètres par rapport au sol. Cette zone présente l'avantage de la proximité au réseau électrique et dispose de collines à pente douce d'un rapport de 16% par rapport au relief environnant de la région. Les résultats d'optimisation montrent que la vitesse annuelle de vent disponible est estimée de 4,73 à 7,96 m/s. La densité de puissance moyenne annuelle de vent disponible est estimée de 96 à 469 W/m². Cette zone compte aussi plusieurs espaces d'implantation à fort potentiel éolien.
- Le site choisi a pu recevoir 34 aérogénérateurs, d'une puissance nominale de 800kW, donnant ainsi une puissance nominale totale au parc de 27,2 MW.
- La production énergétique moyenne annuelle brute est estimée de 2,59 GWh/an. Le taux des pertes annuelles dû à l'effet de sillage montre que le maximum atteint est estimé de 6,11% alors que la perte minimale est de l'ordre de 1,48%.
- La production énergétique nette, varie de 2,95 à 3,31 GWh/an d'une moyenne de 2,55 GWh/an.

- La production énergétique annuelle net de la ferme éolienne est de 100,438 GWh/ans soit une moyenne de 2,95 GWh/an par éolienne.

References

[1] A . Benretem , D. Khalfa , N. Zerari , « Assessment of the Wind Field in the East Coast Algerian Regions for the Installation of Wind Farms » ,Laboratory of Electromechanical Engineering Badji Mokhtar-Annaba University – Algeria ,16emes Journees Internationales de Thermique ,Marrakech (Maroc), du 13 au 15 Novembre, 2013.

[2] H. GLAUERT, «The Elements of Aerofoil and Airscrew Theory». Cambridge University Press, New York (New York, États-Unis), 2e édition.1947.

CONCLUSION GENERALE

Le vent est une source d'énergie éolienne renouvelable exploitable au biais des aérogénérateurs pour produire de l'électricité. Cette énergie est en plein essor dans le monde entier, où l'Algérie est l'un des pays qui encourage son utilisation, son développement, son industrialisation et investit dans les études qui mènent à détecter les emplacements les plus appropriés pour accueillir des centrales éoliennes fiables sur l'étendue du territoire national.

Les résultats de ces travaux de thèse sont les fruits d'une étude, d'investigations scientifiques, d'analyses des concepts et de modèles pour le choix le plus judicieux d'une assiette propice, capable de recevoir une ferme éolienne, qui répond à toutes les normes de sécurité, de l'environnement et de la production énergétique. Ces travaux sont menés avec une conduite et méthodologie des nouvelles techniques et technologiques d'appoints, à travers la modélisation, les modèles de connaissances, la récolte des données et leurs exploitations pour diverses variantes d'études et de conceptions organiques et architecturales, pour aboutir ainsi, à un choix unique parmi toutes les variantes étudiées.

De ce fait, cette thèse s'adresse aux études d'intégration d'une ferme éolienne dans une région non traitée auparavant. Cette région est bien celle de Béni-Ounif située dans le Nord Est de Béchar. En premier lieu, l'étude s'est consacrée sur une méthodologie complète pour étudier et estimer la ressource éolienne en tenant compte de la topographie terrestre et de la présence du réseau électrique. Au fait, cette évaluation s'appuie sur la fonction probabiliste de la distribution de Weibull qui entraîne la connaissance détaillée de la vitesse et la densité de puissance éolienne moyenne annuelle de vent de la région. De plus, une approche cartographique de la région est utilisée pour assimiler en fonction des intervalles de directions de vent une extrapolation verticale et horizontale de la ressource éolienne.

Ces modèles de dimensionnement ont été introduits dans le programme WAsP qui fait office de simulations, d'optimisations et de conception d'un projet éolien. Cette nouvelle technique a permis la projection numérique de la ressource éolienne disponible sur chaque points de la carte de la région en question.

Comme résultats de simulations, la densité de puissance annuelle moyenne est estimée de 73 W/m^2 . La vitesse moyenne annuelle de vent et le paramètre "c" de qualité de vent sont de l'ordre de 4.25 m/s et 4.8 m/s respectivement. Ces valeurs indiquent que la région dispose d'une qualité très moyenne des vitesses de vent. Le valeur du paramètre k est estimé de 2.59 **indiquant que la région arde des vents quotidien; ce qui présente un avantage important à l'exploitation éolienne.**

Ensuite, il a été possible d'identifier à l'intérieur de cette région plusieurs sites venteux favorables et à caractéristiques et paramètres spécifiques. Le choix de notre site est le résultat d'un planning digital opérationnel, qui nous a permis de préciser le choix du site et de son emplacement géographique optimal.

Le site choisi est situé dans la partie sud ouest de la région étudiée et présente de multiples avantages tel que sa proximité du réseau électrique. Il présente aussi l'avantage de la colline douce et une occupation des surfaces aussi conséquentes des espaces à potentiel éolien intéressant.

En fonction des paramètres spécifiques du site, plusieurs variantes d'éoliennes ont été étudiées en analysant leurs courbe de puissance pour aboutir a un choix type de l'éolienne à adopter. Cette

éolienne est le modèle E53 à axe horizontal de l'industrie éolienne allemande Enercon, d'une puissance nominale de 800kW. Ces résolutions d'optimisations nous ont permis de déterminer la taille, la configuration et le potentiel de production énergétique annuelle du parc éolien.

Ces résultats montrent que la vitesse annuelle de vent disponible est estimée de 4,73 à 7,96 m/s. La densité de puissance moyenne annuelle de vent disponible est estimée de 96 à 469 W/m². **Cette zone compte un espace large d'implantation à potentiel éolien élevé.**

Le site choisi a pu recevoir 34 aérogénérateurs, d'une puissance nominale de 800kW, donnant ainsi une puissance nominale totale au parc éolien de 27,2 MW représentant un taux national de 1,6% du programme d'intégration de l'énergie éolienne en Algérie . La production énergétique moyenne annuelle brute est estimée de 2,59 GWh/an. Le taux des pertes annuelle dû à l'effet de sillage montre que le maximum atteint est estimée de 6,11% alors que la perte minimale est de l'ordre de 1,48%. La production énergétique nette, varie de 2,95 à 3,31 GWh/an d'une moyenne de 2,55 GWh/an. La production énergétique annuelle net de la ferme éolienne est de 100,438 GWh/an soit une moyenne de 2,95 GWh/an par éolienne.

L'intérêt de nos travaux réside dans la prospection et la détermination avec exactitude d'un site actuellement vierge et qui pourra être à potentiel énergétique important. Il est notable que les aérogénérateurs définis sont en adéquation parfaite avec le site en question. Sans pour autant oublier son importance stratégique et économique le fait qu'il soit dans une zone frontalière et à opportunité de prestation et d'exportation énergétique dans la région.

Comme perspectives, beaucoup de travaux restent à réaliser dans le domaine, notamment dans l'investigation et la prospection sur l'étendue du territoire national et la définition de sites favorables aux installations éoliennes y compris la projection d'un **ATLAS D'ENERGIE EOLIENNE NATIONAL**.

Annexe 1

Cette annexe présente tous les résultats du climat éolien observé qui ont été calculés à partir de l'assistante (WAsP Map Editor). Ces résultats affichent; la description du site, les données des vitesses moyennes du vent, la densité de puissance moyenne du vent, la représentation de la distribution de Weibull, les paramètres de Weibull, la rose des vents et un tableau regroupant l'organisations des données moyennes de vitesses de vent par rapport à leurs fréquence de directions.

Description du site de mat de mesure	Coordonnées géographiques (degrés décimaux)	Hauteur de l'anémomètre (m)
Benzireg	-1,85°N 31,91°E	10 m

Tableau du description du site du mât de mesure

-	Unité	Mesuré	Weibull	Ecart %
Vitesse moyenne de vent	m/s	4,40	4,27	3,02%
Densité de puissance moyenne	W/m ²	71,32	73,31	2,79%

Tableau des résultats des vitesses et densités de vent moyennes annuelle obtenus.

-	0	22,5	45	67,5	90	112,5	135	157,5	180
c	5,3	5,1	4,5	4,1	3,9	4,3	4,4	4,5	4,9
k	3,02	3,27	2,85	2,58	2,61	2,49	2,61	2,88	2,99
v	4,7	4,56	4,05	3,64	3,49	3,84	3,87	3,99	4,36
P	89	78	59	46	40	55	54	56	71

180	202,5	225	247,5	270	292,5	315	337,5	Total
4,9	5,2	5,4	4,8	4,2	4,7	5,1	5	4,8
2,99	2,88	2,46	3,25	2,47	2,29	2,05	2,05	2,59
4,36	4,66	4,75	4,26	3,75	4,14	4,49	4,41	4,27
71	89	105	64	52	73	103	98	73

Tableau des résultats des vitesses et densités de vent et paramètres k et c moyenne annuelle en fonction de chaque secteur de directions.

ANNEXES

U	0	22,5	45	67,5	90	113	135	158	180	203	225	248	270	293	315	338	Total
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	1	5	24	49	44	26	24	18	13	18	20	25	50	23	10	7	19
3	57	81	159	249	273	197	186	161	113	99	105	139	215	159	116	73	138
4	232	245	313	333	380	338	339	332	275	228	217	270	325	307	270	272	286
5	297	301	274	200	197	237	247	276	287	248	236	267	221	238	246	327	262
6	224	216	139	111	59	112	113	135	181	203	193	185	103	118	155	173	159
7	120	106	57	47	27	59	61	56	86	130	121	92	59	84	99	67	84
8	39	32	24	6	17	20	24	12	28	44	54	19	20	44	43	25	29
9	25	12	10	4	4	7	5	5	13	20	27	2	6	16	28	19	13
10	2	2	0	2	0	3	0	3	3	4	9	1	2	6	12	16	4
11	1	0	0	0	0	0	0	1	1	3	10	0	0	4	5	11	2
12	1	0	0	0	0	0	0	0	0	3	7	0	0	1	7	6	2
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	0	0	0	4	3	1
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0

Tableau des résultats des vitesses de vent moyenne annuelle en fonction de chaque secteur de directions.

LISTE DES SYMBOLES

Désignation		Unité
CP	Coefficient de puissance	(.)
CQ	Coefficient du couple	(.)
λ	Vitesse spécifique	(.)
Ω	Vitesse de rotation du rotor éolien	(rad/s)
k	Paramètre de forme	(.)
c	Paramètre d'échelle	(m/s)
\bar{V}	Vitesse moyenne du vent	(m/s)
Γ	Fonction gamma	(.)
σ	L'écart-type	(m/s)
$f(V)$	Fonction de densité de probabilité de Weibull	(.)
$F(V)$	Fonction de distribution cumulative associée	(.)
v_1	Vitesse de référence	(m/s)
v_2	Vitesse	(m/s)
Z_1	Hauteur de référence	(m)
Z_2	Hauteur souhaité	(m)
γ	Paramètre empirique du potentiel	(.)
m	Masse du volume d'air	(kg)
V	Vitesse instantanée du vent	(m/s)
E_c	Energie cinétique	(J)
ρ	Masse volumique de l'air	(kg/m ³)
S	Surface du capteur éolien	(m ²)
$P_{récupérable}$	La puissance récupérable	(W)
V_D	Vitesse de démarrage	(m/s)
V_n	Vitesse moyenne nominale	(m/s)
V_M	Vitesse seuil	(m/s)
η	Rendement	(.)
P_n	Puissance nominale	(W)
$P_{Utilisable}$	Puissance utilisable d'une éolienne	(W)
P_{Utile}	Puissance utile	(W)
d	Distance du bord d'attaque à la flèche maximal	(m)

C	La longueur de corde	(m)
e	Epaisseur maximum du profil	(m)
f	La flèche maximale	(m)
C_L	Coefficient de portance	(.)
C_D	Coefficient de trainée	(.)
S_1	La section en aval	(m ²)
S_2	La section en amont	(m ²)
F_X	La force de la poussée axiale	(N)
Δp	Différence de pression à travers le disque	(W)
S	La surface du disque balayée par l'hélice	(m ²)
P_a	Pression atmosphérique	(W)
P_2	Pression en amont	(W)
P_1	Pression en aval	(W)
V_1	La vitesse du vent en aval	(m/s)
V_2	La vitesse du vent en amont	(m/s)
α	Angle d'incidence	(°)
a	Le facteur d'interférence tangentiel	(.)
C_{pmax}	Coefficient de puissance maximal	(.)
α_C	Angle d'incidence critique	(°)
a'	Le facteur d'interférence tangentiel	(.)
ω	Vitesse angulaire de rotation de l'écoulement de l'air	(rad/s)
V_{rel}	Vitesse relative du vent	(m/s)
r	Rayon d'un élément de pale	(m)
dT	Couple d'un élément annulaire	(N.m)
β	Angle de vrillage	(°)
dD	Force de trainée	(N)
dL	Force de portance	(N)
dF_θ	Force tangentiel élémentaire	(N)
dF_x	Force axiale élémentaire	(N)
σ	Le coefficient de la solidité local	(.)
dF_x	Poussée axiale élémentaire	(N)
B	Nombre de pales	(.)
Q	Caractérise la réduction des forces	(.)

LISTE DES SYMBOLES

T	Couple	(N.m)
dP	Puissance élémentaire	(W)
R	Rayon de la pale	(m)
dr	Epaisseur d'une anneau de rayon r	(m)

Liste des figures :

CHAPITRE I

Figure 1.1. Moulin à vent Géant à Cleveland, Ohio de F. BRUSH [3].	8
Figure 1.2. Éolienne de Poul La cour [3].	8
Figure 1.3. Éolienne de Darrieus [3].	9
Figure 1.4. Capacité éolienne cumulée en GW dans le monde de 1996 à 2014 [3].	10
Figure 1.5. Courbes caractéristiques des aérogénérateurs [5].	13
Figure 1.6. Éolienne à axe vertical de Darrieus [8].	14
Figure 1.7. Éolienne à axe vertical de Savonius [8].	14
Figure 1.8. Éolienne sous le vent et face au vent [7].	15
Figure 1.9. Éléments constitutifs d'une éolienne[9].	16
Figure 1.10. Conception d'une pale d'éolienne [13].	17
Figure 1.11. Rotor [16].	19
Figure 1.12. Nacelle [16].	19
Figure 1.13. Multiplicateur ou boîte vitesse [18].	20
Figure 1.14. Génératrice [20].	20
Figure 1.15. Conversion de l'énergie cinétique du vent [10].	21
Figure 1.16. Eolienne à vitesse fixe à base de la machine asynchrone à cage [24, 8].	22
Figure 1.17. Eolienne à vitesse variable basée sur une machine asynchrone [25].	23
Figure 1.18a. Eolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone couplée à la turbine via un multiplicateur [25].	23
Figure 1.18b. Eolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone directement couplée à la turbine [25].	24
Figure 1.19. Eolienne à vitesse variable basée sur une MADA [26].	24
Figure 1.20. Courbe de puissance d'une éolienne [27].	25
Figure 1.21. Schéma récapitulatif de la conversion du courant [10].	26
Figure 1.22. Raccordement électrique d'un parc éolien [26].	26

CHAPITRE II

Figure 2.1. Carte des ressources éoliennes de l'Algérie [11].	38
Figure 2.2. Localisation de la région étudiée et position du mât de mesure des vents [13].	39

Figure 2.3. Carte d'implantation du mât de mesure (Village de Ben Zireg) [13].	40
Figure 2.4. Schéma d'obstacle par rapport au mat de mesure.	41
Figure 2.5. Carte du périmètre limite du mât de mesure.	41
Figure 2.6. Disposition des éolienne en fonction de l'effet de sillage [15].	42
Figure 2.7. L'effet de tunnel.	42
Figure 2.8. L'effet de colline [23].	43
Figure 2.9. Carte de rugosité de la zone étudiée.	44
Figure 2.10. Carte du réseau national interconnecté [21].	46
Figure 2.11. Impact visuel d'un parc éolien[22].	47
Figure 2.12. Effet d'ombrage [22].	47
Figure 2.13. Origine des bruits mécaniques [26].	48
Figure 2.14. Niveau sonore par élément d'éolienne [28].	49
Figure 2.15. Niveau sonore autour d'éolienne.	50
Figure 2.16. impact sur les oiseaux [7].	51
Figure 2.17. Estimation du nombre d'oiseaux tués par an (Pays Bas)[32].	51
Figure 2.18. Projection de glace et circulation des passants [33].	52
Figure 2.18. Incendie d'une éolienne à cause de la foudre à gauche, Pale brisée par la tempête à droite [36].	53
Figure 2.19. Répartitions des événements accidentels dans le monde entre 2017 et 2018 [37].	54
Figure 2.20. Répartitions des causes premières d'effondrement [38].	55
Figure 2.21. Répartitions des causes premières de rupture de pale [38].	55
Figure 2.22. Répartitions des causes premières d'incendie [38].	55

CHAPITRE III

Figure 3.1. Eolienne Enercon E53/800 [26].	70
Figure 3.2. Courbe et coefficient de puissance de l'éolienne Enercon E53/800 [26].	71
Figure 3.3. Niveau de puissance acoustique de l'éolienne Enercon E53/800 [26].	72
Figure 3.4. Interface de l'assistant OWC.	73
Figure 3.5. Entrés des coordonnées du mât de mesure.	74
Figure 3.6. Entrés des données de vent vitesses et directions.	74
Figure 3.7. Structure des données de vent vitesses et directions.	75
Figure 3.8. Paramètres de conversion des données de vent vitesses et directions.	75
Figure 3.9. Correction des données de vent vitesses et directions.	76
Figure 3.10. Nombre de section de la rose des vents.	76
Figure 3.11. Résultat préliminaire des données de vent.	77

Figure 3.12. Carte mondial réalisée par Global Data Explorer [26].	78
Figure 3.13. Entrées des coordonnées géographiques de la région étudiée [28].	79
Figure 3.14. Région étudiée délimitée en jaune.	79
Figure 3.15. Région étudiée délimitée en jaune sur une résolution de 100km.	79
Figure 3.16. Interface du programme Map Editor intégrant les caractéristique de la région étudiée.	80
Figure 3.17. Représentation topographique de l'élévation des sols de la région.	80
Figure 3.18. Caractéristique de la région étudiée par la projection UTM.	81
Figure 3.19. Caractéristique de la région étudiée intégrant la rugosité des sols par la projection UTM.	82
Figure 3.20. Représentation topographique d'élévation graphique et rugosité de la région étudiée.	82
Figure 3.21. Interface WAsP, Création d'un projet éolien.	83

CHAPITRE IV

Figure 4.1. Histogramme annuel global de distribution de la vitesse du vent ajusté par la distribution de Weibull à 10m au dessus du sol, de la région de Béni-Ounif.	90
Figure 4.2. Rose des vents annuelle pour la région de béni Ounif.	90
Figure 4.3. Carte ouest des vitesse moyennes de vent à 75m avec une résolution de 1000m.	92
Figure 4.4. Carte centre des vitesse moyennes de vent à 75 m avec une résolution de 1000m.	92
Figure 4.5. Carte est des vitesse moyennes de vent à 75 m avec une résolution de 1000m.	92
Figure 4.6. Carte ouest des densités moyennes de vent à 75m avec une résolution de 1000m.	93
Figure 4.7. Carte centre des densités moyennes de vent à 75m avec une résolution de 1000m.	93
Figure 4.8. Carte est des densités moyennes de vent à 75m avec une résolution de 1000m.	94
Figure 4.9. Carte nord des vitesse moyennes de vent à 75m avec une résolution de 300m.	95
Figure 4.10. Carte sud des vitesse moyennes de vent à 75 m avec une résolution de 120m.	95
Figure 4.11. Carte nord de l'élévation des reliefs avec une résolution de 300m.	96
Figure 4.12. Carte sud de l'élévation des reliefs avec une résolution de 120m.	96
Figure 4.13. Carte nord de la densité moyenne de vent à 75m avec une résolution de 300m.	97
Figure 4.14. Carte sud de la densité moyenne de vent à 75 m avec une résolution de 120m.	97
Figure 4.15. Disposition des éoliennes dans les emplacements les plus ventée en terme de vitesse moyenne de vent.	98
Figure 4.16. Disposition des éoliennes dans les emplacements des plus grandes densités moyennes de vent.	99
Figure 4.17. Zoom sur l'espacement entre les aérogénérateurs de la ferme éolienne(200m de séparation).	99

Liste des tableaux :

CHAPITRE II

Tableau 2.1. Valeurs usuelles utilisées pour la rugosité [17]	44
Tableau 2.2. Valeurs du coefficient de friction α pour différents types de terrain [18]	45
Tableau 2.3. Dangers liés au fonctionnement d'un parc éolien [36].	54

CHAPITRE III

Tableau 3.1. Valeurs usuelles utilisées [5].	63
Tableau 3.2. Classe des vent [5].	64
Tableau 3.3. Résultats obtenus.	77
Tableau 3.4. Donnés d'obstacle avoisinant le mat.	77

CHAPITRE IV

Tableau 4.1. résultats statistiques des données de vent.	91
Tableau 4.2. Caractéristiques de la ferme éolienne.	101

Résumé :

La consommation d'énergie électrique est nécessaire pour le développement économique des pays. Géographiquement l'Algérie est un pays qui recèle des ressources fossile épuisables et polluants, qui nécessitent une complexité coûteuse pour la transformation électrique. En outre, l'Algérie est un lieu riche en ressources à énergie renouvelables qui offrent une production facile, gratuite et sans limite. L'Algérie vise d'approvisionner 40% de la consommation d'énergie à partir du renouvelable à l'horizon 2030. L'énergie mise à l'examen dans cette étude est l'énergie éolienne qui pourrait être un atout majeur en raison du fort potentiel en vent de certains sites en Algérie qui dépassent les 5 m/s.

L'objet de la présente étude est d'explorer le potentiel éolien d'une région située au nord de Béchar. Une évaluation a été effectuée sur la faisabilité d'installer une ferme éolienne à production électrique injectée en hybride sur une station électrique. Pour cela le "Wind Atlas Analysis and Application Program" (WASP) de l'Atlas éolien européen est utilisée qui estime d'une façon fiable l'évaluation des profils verticales et horizontales des vitesses du vent. Plusieurs résultats sont obtenus qui sont; la fréquence de distribution de Weibull, la rose des vent de fréquences, la densité de puissance annuelle moyenne qui vaut 73 W/m². La vitesse moyenne annuelle de vent et le paramètre c de qualité de vent sont de l'ordre de 4.25 m/s et 4.8 m/s respectivement. Le valeur du paramètre k est estimé de 2.59 indiquant que la région ardent des vents quotidien.

L'analyse est en suite approfondie pour une zone situé au sud est de la région à une altitude de 75m. Cette zone présente beaucoup d'avantages tel que la proximité du réseau électrique, l'avantage de la colline douce, l'occupation conséquente des espaces à fort potentiel éolien. les résultats d'optimisation montre que la vitesse annuelle de vent est estimée de 6,34 m/s. La densité de puissance moyenne annuelle de vent est estimée de 282,5 W/m². Le site choisi a pu recevoir 34 aérogénérateurs, d'une puissance nominale de 800kW. Le taux moyen des pertes annuelle est de l'ordre de 3,79 %. La production énergétique moyenne nette est estimé de 2,55 GWh/an. La production énergétique annuelle net de la ferme éolienne est de l'ordre de 100,438 GWh/ans soit une moyenne de 2,95 GWh/an par éolienne.

Mots clés: Ferme éolienne – WASP – Optimisation – Production énergétique – Fonction de Weibull – Potentiel éolien.

Abstract:

Electricity consumption is necessary for the economic development of countries. Geographically, Algeria is a country with exhaustible and polluting fossil resources, which require costly complexity for electrical transformation. In addition, Algeria is a place rich in renewable energy resources that offer easy, free and unlimited production. Algeria aims to supply 40% of energy consumption from renewable sources by 2030. The energy examined in this study is wind energy, which could be a major asset due to the high wind potential of some sites in Algeria that exceed 5 m/s.

The purpose of this study is to explore the wind potential of a region located north of Béchar. An assessment was conducted on the feasibility of installing a hybrid injected power generation wind farm on an electrical station. For this purpose, the "Wind Atlas Analysis and Application Program" (WASP) of the European Wind Atlas is used, which reliably estimates the evaluation of vertical and horizontal wind speed profiles. Several results are obtained which are: the Weibull distribution frequency, the frequency wind rose, the average annual power density which is 73 W/m². The average annual wind speed and the wind quality parameter c are in the order of 4.25 m/s and 4.8 m/s respectively. The value of parameter k is estimated at 2.59 indicating that the region is burning with daily winds.

The analysis is then extended to an area located in the south-east of the region at an altitude of 75m. This area has many advantages such as the proximity of the electricity grid, the advantage of the gentle hill, the consequent occupation of areas with high wind potential. The optimization results show that the annual wind speed is estimated at 6.34 m/s. The average annual wind power density is estimated at 282.5 W/m². The chosen site was able to accommodate 34 wind turbines, with a nominal power of 800kW. The average annual loss rate is around 3.79%. The average net energy production is estimated at 2.55 GWh/year. The net annual energy production of the wind farm is about 100.438 GWh/year or an average of 2.95 GWh/year per wind turbine.

Keywords: Wind farm - WASP - Optimization - Energy production - Weibull function - Wind potential.

ملخص:

استهلاك الطاقة الكهربائية ضروري للتنمية الاقتصادية في البلدان. من الناحية الجغرافية، الجزائر بلد يحتوي على موارد أحفورية مستنفدة وملوثة، والتي تتطلب تعقيداً باهظاً للتحويل الكهربائي. بالإضافة إلى ذلك، الجزائر مكان غني بموارد الطاقة المتجددة التي توفر إنتاجاً سهلاً ومجانياً وغير محدود. تهدف الجزائر إلى توفير 40٪ من استهلاك الطاقة من الطاقة المتجددة بحلول عام 2030. الطاقة التي تم النظر فيها في هذه الدراسة هي طاقة الرياح التي يمكن أن تكون رصيذا رئيسيا بسبب طاقة الرياح العالية لبعض المواقع في الجزائر التي تتجاوز 5 م / ث.

الغرض من هذه الدراسة هو استكشاف إمكانات الرياح لمنطقة شمال بشار. تم إجراء تقييم لجدوى تركيب مزرعة رياح تعمل بالطاقة الهجينة في محطة طاقة. لهذا الغرض، يتم استخدام برنامج تحليل أطلس الرياح وتطبيقه (WASP) من أطلس الرياح الأوروبي والذي يقدر بشكل موثوق تقييم ملامح سرعة الرياح الرأسية والأفقية. يتم الحصول على العديد من النتائج التي هي؛ تردد توزيع Weibull، وردة الرياح تردد، ومتوسط كثافة الطاقة السنوية من 73 W / م². ويبلغ متوسط سرعة الرياح السنوية ومعلمة جودة الرياح ج 4.25 م / ث و 4.8 م / ث على التوالي. تقدر قيمة المعلمة k بـ 2.59 مما يشير إلى أن المنطقة تحترق بالرياح اليومية.

تم تحسين التحليل لمنطقة تقع جنوب شرق المنطقة على ارتفاع 75 متر. تتميز هذه المنطقة بالعديد من المزايا، مثل قرب شبكة الكهرباء، وميزة الثل اللطيف، وما يترتب على ذلك من احتلال المساحات التي تتمتع بقدرة كبيرة على الرياح. تظهر نتائج التحسين أن سرعة الرياح السنوية تقدر بـ 6.34 م / ث. يقدر متوسط كثافة طاقة الرياح السنوية بـ 282.5 واط / متر مربع. كان الموقع المختار قادراً على استلام 34 توربينات رياح، بطاقة اسمية تبلغ 800 كيلو وات. متوسط معدل الخسارة السنوي حوالي 3.79٪. يقدر متوسط إنتاج الطاقة الصافي بـ 2.55 جيجاواط في الساعة. يصل صافي الإنتاج السنوي من الطاقة في مزرعة الرياح إلى 100.438 جيجاواط في الساعة، أي بمعدل 2.95 جيجا وات في الساعة لكل توربينات الرياح.

الكلمات المفتاحية: مزرعة الرياح - WASP - التحسين - إنتاج الطاقة - وظيفة Weibull - طاقة الرياح.