

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Saad Dahlab Blida

Faculté de Technologie



جامعة سعد دحلب البليدة

كلية التكنولوجيا

Département de Génie Mécanique

**Mémoire**

Présenté par : M. **BENNACEUR Fateh**

Pour l'obtention du diplôme de :

**Master**

**en Energies Renouvelables**

Thème :

**Optimisation technico-économique d'une  
Ferme éolienne dans la région d'Adrar**

Soutenu le 24/06/2015 devant le jury composé de :

- M. Merzouk Mustapha
- M. Abbas Mohamed
- M. Nehal Kamel
- Mme Kasbadji Merzouk Nachida

Président  
Examineur  
Examineur  
Rapporteur

Juin 2015

## *Dédicace*

*Je dédie ce travail à mes parents, à ma femme et mon fils Mohammed Abderahmene, à toute la famille Bennaceur, la famille Boudjelti et à la famille Mahdid.*

## *R*emerciements

*Je remercie Allah de m'avoir donné la force et la patience pour accomplir ce travail.*

*Mes profonds remerciements à ma promotrice Docteur N. Kasbadji Merzouk pour l'encadrement, pour ses précieuses orientations ainsi que pour son assistance tout au long de ce travail.*

*Je remercie Docteur Khane Djilali de m'avoir « Coaché » et de m'avoir aidé et orienté.*

*Un grand merci à madame Boubeker Hafsa, Directrice de l'Engineering des Energies Renouvelables au niveau de CEEG-Sonelgaz, pour son encouragement et son soutien, ainsi qu'à Monsieur Arkab Mohamed, Président Directeur Général de la société CEEG pour son soutien.*

*Mes vifs remerciements à madame Benmiloud Fatiha, cadre au Centre de Recherche Et de Développement de l'Electricité et du Gaz CREDEG-Sonelgaz, ainsi qu'à Monsieur Boualem Boucherf de l'Office Nationale de Météorologie ONM pour leurs aides.*

*A tous mes enseignants grâce auxquels j'ai pu atteindre ce stade du savoir, et plus particulièrement ; M. Merzouk, Messieurs : Semar, Lafri, Abdi, Nehal, Abbas, BenGherba, Melbous, Chetouh et Mme Hamane.*

*A mes amis et collègues, Amrane, Sid Ahmed Menoueri, Mechid, Hamid Meharzi et Rachdi.*

*A ma femme pour ses incitations et son encouragement durant toutes les étapes de mon travail.*

*A tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin.*

*Merci  
Bennaceur fateh*

## **Résumé :**

Ce mémoire traite, dans une optique d'optimisation, les aspects techniques et économiques essentiels dans les études de préfaisabilité de fermes éoliennes raccordées au réseau.

Il se compose de quatre (04) chapitres portant sur, la situation de l'énergie éolienne, l'étude d'identification du site, le meilleur emplacement des aérogénérateurs (micrositing) et la détermination des paramètres économiques.

L'état de l'art l'éolien dans le monde et en Algérie, a été succinctement présenté.

La vulgarisation de la terminologie touchant le domaine de l'énergie en général et d'une manière spécifique l'énergie éolienne est adoptée dans le but de faciliter la lecture et la compréhension par le lecteur.

La méthodologie ainsi que les hypothèses prises en considération depuis l'identification, sur la base de critères d'inclusion et d'exclusion (contraintes) prédéfinies, de la sous région ventée, jusqu'à la détermination des indicateurs économiques arrêtées sont décrites, sur la base d'expériences et de l'exploitation d'un large panel de documents établis par des spécialistes de la filière.

Des outils confirmés ont été utilisé à cet effet, tel que les Systèmes d'Information Géographiques (SIG) pour le choix de sites éligibles, Wasp et WindFarmer pour le calcul et l'optimisation de la production énergétique éolienne, avec l'utilisation de tableur Excel pour les calculs des paramètres économiques.

Les résultats de calculs ont été comparés sur la base de trois variantes dont la plus rentable économiquement est retenue, tenant compte des trois paramètres qui sont, le coût du kWh produit, la valeur actuelle nette (VAN) et le taux de rentabilité interne (TRI) du projet.

En conclusion, l'estimation des impacts de certains paramètres techniques et économiques, tels que, la production énergétique annuelle, le raccordement au réseau et le taux d'actualisation, avec une analyse de sensibilité, ont donné les résultats présentés sous forme de tableaux et de graphes, avec interprétations et commentaires.

## **Summary**

In an optical optimization, this thesis deals with the technical and economic aspects which are essential in the pre-feasibility studies of wind farms connected to networks.

It consists of four chapters that concern wind energy situation, the identification of site survey, the best location of wind turbines (micro-siting) as well as the determination of economic parameters.

The state of the art of wind power in the world and in Algeria is succinctly introduced.

The popularization of the energy field terminology in general and the wind energy in specific is adopted in order to facilitate the understanding for the reader.

The methodology and assumptions that are taken into consideration for the identification, based on inclusion and exclusion criteria predefined, of windy sub-region, up to the determination of agreed economic indicators, are described on the basis of the experience and the exploitation of a wide range of documents prepared by specialists.

Confirmed tools were used, such as Geographical Information Systems (GIS) for the selection of eligible sites, Wasp and WindFarmer for the calculation and optimization of wind energy production, with the use of excel for the calculation of economic parameters.

The results of calculations were compared on the basis of three variants, and thus, the most economically profitable is selected, taking into account the three parameters, the cost produced per kWh (LCOE), net present value (NPV) and internal rate of return (IRR) of the project.

As a conclusion, the estimated impacts of certain technical and economic parameters, such as the annual energy production, grid connection and the discount rate, with a sensitivity analysis, the results are depicted in the following tables and graphs, completed with interpretations and comments.

## ملخص :

هذه الأطروحة تدرس في ضوء الاختيارات المثلى الجوانب الفنية و الاقتصادية الضرورية في دراسات الجدوى لمزارع الرياح المتصلة بالشبكات.

و هي تتألف من اربعة (04) فصول تتضمن، وضعية طاقة الرياح، تحديد المواقع المثلى، توزيع توربينات الرياح (داخل الموقع) و تحديد المعايير الاقتصادية.

و يرد بإيجاز وضعية طاقة الرياح في العالم و في الجزائر.

و قد اعتمدت المصطلحات التي تمس مجال الطاقة بشكل عام و طاقة الرياح بالأخص من اجل تسهيل القراءة و الفهم من قبل القارئ.

و تصف الأطروحة المنهجية و الافتراضات المعتمدة في كل مراحل الدراسة ، بدءا من اختيار المواقع بناء على معايير التضمين و الاستثناء (القيود) المحددة مسبقا ، لتحديد المنطقة الفرعية الأكثر ملائمة ، وصولا الى تحديد المؤشرات الاقتصادية ، على اساس الخبرة و باستعمال مجموعة واسعة من الوثائق و الدراسات المعدة من طرف المتخصصين في القطاع.

لاختيار المواقع المؤهلة ، استخدمت ادوات مثل نظم المعلومات الجغرافية SIG و للحساب الامثل لإنتاج طاقة الرياح استخدمت ادوات مثل Wasp et WindFarmer ، مع استخدام جداول البيانات للحسابات الاقتصادية.

و تمت مقارنة نتائج الحسابات على اساس ثلاث متغيرات ، الأكثر ربحية يتم اختياره ، مع الاخذ بعين الاعتبار التكلفة لكل كيلوواط ساعي المنتج kWh ، معدل العائد الداخلي للمشروع VAN ، و صافي القيمة الحالية TRI

في الختام ، فان الاثار المقدرة لبعض المعايير الفنية و الاقتصادية ، مثل انتاج الطاقة السنوي ، و الربط بالشبكة و سعر الخصم ، مع تحليل الحساسية ، اعطى النتائج الموضحة في الجداول و الرسوم البيانية ، مع التفسيرات و التعليقات.

## Nomenclature

AEP	La production énergétique annuelle moyenne	GWh
C	Facteur d'échelle	m/s
$d$	profondeur de l'obstacle	m
$f(V)$	Fonction de distribution des fréquence de Weibull	
$h$	Hauteur de l'obstacle	m
K	Facteur de forme	
$\rho$ .	porosité	
P	Puissance éolienne par unité de surface	W/m <sup>2</sup>
S	Surface à la roue d'une éolienne.	m <sup>2</sup>
U	Vitesse moyenne du vent	m/s
U <sup>3</sup>	Vitesse du vent au cube	(m/s) <sup>3</sup>
<U>	Vitesse moyenne du vent	m/s
$\alpha$	Angle d'ouverture de l'obstacle par rapport à la station de mesure	degrés

CAPEX	Capital expenditure (Coût d'investissement)	DA
FC	Facteur de Charge	%
LCOE	Levelized Cost Of Energy	DA/kWh
OPEX	operational expenditure	DA
Taux d'actualisation	En relation avec le taux d'intérêt bancaire et l'inflation	%
TRI	Taux de Rentabilité Interne	%
VAN	Valeur Actuelle Nette	

## **Sommaire**

<b>Introduction générale</b>	<b>1</b>
<b>Chapitre 1 : Etat de l'art et problématique</b>	<b>5</b>
1.1. Introduction	5
1.2. Evolution de l'éolien	5
1.2.1. Historique	5
1.2.2. Situation de l'Energie Eolienne dans le monde	8
1.2.3. Situation de l'énergie éolienne en Algérie	11
1.3. Etat de l'art	12
1.3.1. Etat de l'art dans le monde	12
1.3.2. Etat de l'art en Algérie	15
1.4. Problématique	17
<b>Chapitre 2 : Modélisation de l'énergie éolienne</b>	<b>19</b>
2.1. Introduction	19
2.2. Le gisement éolien	19
2.2.1. La Couche Limite Atmosphérique (CLA)	20
2.2.2. Énergie théoriquement récupérable par une surface S	20
2.2.2.1. La Limite de Betz	21
2.2.2.2. Modèles d'écoulement	21
2.2.2.3. Sillage éolien	22
2.2.3. Modélisation statistique de la vitesse du vent	22
2.2.3.1. Rose des vents	23
2.2.4. Le facteur de capacité	23
2.2.5. Composants de l'éolienne	23
2.2.5.1. Les pâles du rotor	23
2.2.5.2. La nacelle	24
2.2.5.3. Le Mât	24
2.2.6. La courbe de puissance des éoliennes	24
2.3. Outils utilisés pour l'étude	25
2.3.1. Logiciels de Système d'Information Géographique (SIG)	25
2.3.1.1. MapInfo	25
2.3.1.2. Global Mapper	26
2.3.2. Logiciels éoliens	26
2.3.2.1. WAsP 'Wind Analysis and application Program'	26
2.3.2.2. WindFarmer	27
2.3.3. Logiciels pour le calcul technico-économique Excel et Retscreen	28



<b>2.4. Définition de quelques termes économiques</b>	<b>29</b>
2.4.1. Coût moyen Actualisé d'électricité (LCOE)	29
2.4.2. Valeur Actuelle Nette (VAN)	29
2.4.3. Taux de Rentabilité Interne (TRI)	29
2.4.4. Taux d'actualisation	29
<b>2.5. Conclusion</b>	<b>29</b>
<b>Chapitre 3 : Aspects techniques-Etudes et optimisation</b>	<b>31</b>
<b>3.1. Introduction</b>	<b>31</b>
<b>3.2. Identification de la région d'étude</b>	<b>31</b>
3.2.1. Méthodologie	32
3.2.2. Identification des zones Exclusions /Inclusions	32
3.2.3. Superposition des cartes	33
3.2.4. Résultats et discussion	33
<b>3.3. Etude du potentiel énergétique</b>	<b>36</b>
3.3.1. Description de la sous région d'étude	36
3.3.2. Station de mesure d'In Salah	36
3.3.3. Données de vent	36
3.3.4. Etude climatique	37
3.3.5. Données topographiques de la région	39
3.3.6. Préparation du maillage de la région	42
<b>3.4. Conception de la ferme éolienne</b>	<b>45</b>
3.4.1. Hypothèses de l'étude	45
3.4.2. Configuration de la ferme éolienne	46
<b>3.5. Estimation de la production d'énergie</b>	<b>49</b>
3.5.1. Calculs et optimisation	50
3.5.2. Discussion des résultats	56
<b>3.6. Conclusion</b>	<b>57</b>
<b>Chapitre 4 : Aspects économiques- Etudes et optimisation</b>	<b>58</b>
<b>4.1. Introduction</b>	<b>58</b>
<b>4.2. Hypothèses</b>	<b>58</b>
<b>4.3. Méthodologie de calcul</b>	<b>59</b>
<b>4.4. Calculs</b>	<b>60</b>
<b>4.5. Résultat et discussion</b>	<b>61</b>
4.5.1. Le Coût moyen du kWh actualisé (LCOE).	61
4.5.2 La Valeur Actuelle Nette (VAN) et Taux de Rentabilité Interne (TRI)	62
<b>Conclusion générale</b>	<b>66</b>

## **Introduction générale**

L'utilisation des énergies renouvelables, pour satisfaire une partie des besoins de l'humanité en énergie, pourra «sans doute» participer au développement durable manifesté par tout le monde, ce dernier vise la conciliation de l'utilisation de l'énergie, le développement économique, sociale et la protection de l'environnement.

Aujourd'hui, il est admis que la croissance de la consommation mondiale d'énergies fossiles (pétrole, gaz naturel et charbon), observée depuis la fin du XVIIe siècle, est responsable de l'aggravation de l'effet de serre.

Ce sont les rejets de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) dans l'atmosphère qui sont en cause, et plus particulièrement les rejets émanant des secteurs de l'industrie et des transports, la production d'électricité via les combustibles fossiles est aussi à l'origine de ces rejets qui ont augmenté de 60 % depuis 1970.

Dans une perspective de croissance continue de la consommation d'énergie, réduire les émissions de ce gaz constitue un défi majeur pour les années à venir. On parle bien désormais d'une urgence à "dé-carboniser l'énergie", c'est-à-dire à privilégier des énergies à faible contenu en carbone.

Dans le respect de la déclaration de Rio de 1992, l'action n°7E de l'Agenda 21 incite les pays développés à planifier et gérer l'énergie et à promouvoir les sources d'énergies nouvelles et renouvelables.

Ratifiée par l'Algérie en 1993, la Convention Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (CCNUCC) établie en 1992, est un cadre général pour stabiliser les émissions de Gaz à Effet de Serre (GES) à un niveau qui empêche toute perturbation humaine dangereuse du système climatique. Ce traité encourage les États à développer les technologies non nuisibles pour le climat, notamment dans le secteur de l'énergie.

Le protocole de Kyoto de 1997 (Ratifié par l'Algérie en 2005) renforce les objectifs fixés par la CCNUCC et fixe à ceux des États qui y souscrivent des objectifs juridiquement contraignants de réduction des émissions des GES.

Avec une économie basée principalement sur les recettes des hydrocarbures, souvent volatiles, l'Algérie doit se préparer à l'après pétrole.

Malgré que certains confirment que nos gisements pétroliers et gaziers sont énormes, la problématique est qu'aujourd'hui c'est la seule ressource utilisée pour répondre aux besoins énergétiques (électricité et gaz), et économiques par le financement des projets de développement. Déjà, avec la baisse des prix enregistrée dernièrement, un impact direct sur les décisions du gouvernement en matière de recrutement et de dépense!

Aussi en matière de sécurité énergétique l'Algérie a intérêt à diversifier ses ressources, c'est le mixte énergétique qui garantit une continuité et permet de minimiser les risques dus aux crises, à la géopolitique et aux incertitudes économiques et financières.

Le développement des énergies renouvelables est une alternative prometteuse pour l'Algérie vu qu'un gisement solaire et éolien existe. Selon les spécialistes et observateurs, l'Algérie, avec ses trois (03) S; Superficie, Soleil et Savoir faire, possède tous les atouts pour un développement durable.

L'Algérie s'est engagée avec détermination sur la voie des énergies renouvelables afin d'apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et aux problématiques de préservation des ressources énergétiques d'origine fossile.

Le programme national de développement des énergies renouvelables dans sa version actualisée par les services du ministère de l'énergie vient d'être adopté par le gouvernement en 2014. [1]

A la faveur du programme de développement des énergies renouvelables 2011-2030 adopté par le Gouvernement en février 2011, les énergies renouvelables se placent au cœur des politiques énergétiques et économiques menées par l'Algérie.

La révision de ce programme porte ainsi, sur le développement du photovoltaïque et de l'éolien à grande échelle, sur l'introduction des filières de la biomasse (valorisation des déchets), de la cogénération et de la géothermie, et également sur le report, à 2021, du développement du solaire thermique (CSP). [1]

La répartition de ce programme par filière technologique, se présente comme suit :

- ✓ Solaire Photovoltaïque : 13 575 MW
- ✓ **Eolien : 5010 MW**
- ✓ Solaire thermique : 2000 MW
- ✓ Biomasse : 1 000 MW
- ✓ Cogénération : 400 MW
- ✓ Géothermie : 15 MW

Selon le nouveau programme, la production d'électricité d'origine éolienne aura une part de **22,77%** contre **14 %** initialement prévue dans le programme de 2011 qui prévoyait une puissance total de 1 700 MW.

Il est vrai qu'une série de mesures incitatives prévisionnelles est venue renforcer le programme national algérien des énergies renouvelables telles que :

- Réduction des droits de douane sur l'importation de la matière première et les équipements annexes non disponibles et/ou produits localement,
- Réduction de la Taxe sur Valeur Ajoutée 'TVA' pour les équipements produits localement (exonération les première années),

- Crédit d'impôts pour les installateurs, industriels intégrant ce mode d'alimentation en énergie,...
- Facilitation de l'accès au foncier

Mais le décret exécutif n° 13-218 du 9 Chaâbane 1434 correspondant au 18 juin 2013 fixant les conditions d'octroi des primes au titre des coûts de diversification de la production d'électricité, l'Arrêté du 2 Rabie Ethani 1435 correspondant au 2 février 2014 fixant les tarifs d'achat garantis et les conditions de leur application pour l'électricité produite à partir des installations utilisant la filière éolienne, ainsi que décret exécutif n° 15-69 du 21 Rabie Ethani 1436 correspondant au 11 février 2015 fixant les modalités de certification de l'origine de l'énergie renouvelable et de l'usage de ces certificats permettront une évolution significative de l'éolien en Algérie avec le tarif d'achat garanti pour des installations supérieures à cinq (05) MW fixé à **10,48 DA/kWh**, pour la première phase des cinq (05) premières années. [2]

## **Structure du mémoire**

Le présent mémoire est organisé comme suit :

Dans l'introduction générale, nous présentons brièvement les énergies renouvelables et leurs rôles dans le développement durable ainsi que l'énergie éolienne et son évolution, en insistant sur l'aspect énergétique qui intéresse notre travail.

L'accent est mis sur l'avantage de l'utilisation des Systèmes d'Informations Géographiques SIG pour l'optimisation dans le développement des projets d'énergie éolienne.

En premier chapitre, nous détaillons la situation de l'énergie éolienne dans le monde et en Algérie, en matière de réalisation et puissance installée, standard et réglementation avec une partie sur l'évolution des coûts d'équipement et d'énergie.

L'état de l'art à l'étranger et en Algérie est présenté en citant les études et travaux par ordre chronologique et par auteur, plus particulièrement les travaux en relation avec l'énergie éolienne, les études d'optimisation en utilisant l'outil (SIG) dont l'efficacité est confirmée.

Les objectifs de notre étude y sont résumés et l'organisation du mémoire y est décrite.

Nous présentons, à la suite de l'état de l'art, la problématique et la méthodologie adoptée pour mener à bien notre travail et avoir les résultats escomptés, à savoir, une optimisation (en amont d'abord) des projets éolien, notamment dans les phases initiales en l'occurrence l'identification des sites éoliens possédant très peu de contraintes.

Dans le second chapitre, nous commençons par la définition de concepts et termes utilisés dans le mémoire, tel que l'énergie éolienne, les formules de calcul, la structure de la couche limite atmosphérique, les modèles d'écoulement de vent et modèle

d'extrapolations des données. Nous présentons aussi, les composants des éoliennes, aérogénérateurs, pâles, mât et auxiliaires.

La définition des termes techniques liés aux outils et logiciels utilisés dans toute l'étude ont aussi présentés, et à la fin les termes économiques.

Le troisième chapitre sera consacré aux travaux, sous SIG, pour l'identification du meilleur site dans la région d'Adrar, avec explication de la méthodologie, détermination des données Input et Output, ensuite les estimations du productible après analyse des données de vents, extrapolation via Wasp et à la fin optimisation d'emplacement des aérogénérateurs sur le site identifié préalablement en utilisant WindFarmer.

L'ensemble des méthodes et résultats seront présentés à travers des tableaux, graphes et cartes.

Nous consacrons le quatrième chapitre à l'étude des aspects économiques, en définissant tout les paramètres, à partir des résultats techniques obtenus et en utilisant des hypothèses de calcul (sous tableur Excel), on arrivera à déterminer le coût de l'énergie et la rentabilité du projet.

En conclusion, en rappelle les buts de notre étude ainsi que nos objectifs visés. On résume les tâches effectuées dans notre travail, en donnant un rappel des principaux résultats et une discussion concernant la démarche adoptée. Enfin des recommandations sont proposées pour des travaux futurs dans ce domaine.

## **Chapitre 1 : Etat de l'art et problématique**

### **1.1. Introduction**

Les énergies renouvelables (à part la géothermie qui provient de la chaleur de la terre) dérivent toutes du **Soleil**, son rayonnement est le vecteur de transport de l'énergie utilisable (directement ou indirectement) lors de la photosynthèse, ou lors du cycle de l'eau (hydroélectricité) et l'énergie des vagues (énergie houlomotrice), cette énergie solaire alliée à la rotation de la Terre est à l'origine des vents (énergie éolienne) et des courants marins (énergie hydrolienne).

L'énergie éolienne est l'énergie cinétique des masses d'air en mouvement autour du globe. Considérée comme une énergie propre, l'énergie éolienne connaît un essor important, parmi les énergies renouvelables, elle est considérée comme une technologie mature et la plus économique après l'hydroélectricité, elle présente aussi des atouts remarquables à savoir : son indépendance des ressources fossiles et la facilité d'installation et de démantèlement, elle dépend par contre de la vitesse et la régularité du vent, elle est intermittente et disponible au niveau de zones limitées.

D'après le Global Wind Energy Council, la capacité installée du parc éolien mondial a été multipliée par trois (03) entre fin 2007 et fin 2012, en atteignant près de 282 GW, l'équivalent de la puissance cumulée de près de 280 réacteurs nucléaires. [4]

### **1.2. Evolution de l'éolien**

#### **1.2.1. Historique**

L'énergie éolienne est probablement la plus ancienne énergie utilisée par l'homme en dehors de son énergie musculaire. Ce fut, sans doute, d'abord une énergie captée par la voile pour la navigation, voilà quelques millénaires. Par la suite, sans date précise, quelque inventeur de génie, sédentaire, pense faire tourner indéfiniment la voile autour d'un axe fixe ; le moulin était né. Les plus anciens connus, chinois ou perses, sont en effet constitués par des mâts verticaux entraînés par des voiles. C'est seulement plus tard que l'axe devient sensiblement horizontal, avec des ailes, pour prendre la disposition bien connue des moulins à vent.

L'historique de l'éolien est présenté ci-dessous par ordre chronologique à savoir :

**VII<sup>e</sup> siècle** : Utilisation en Perse (Iran actuel) de roues à énergie éoliennes rudimentaires composées d'une simple tour supportant des pales faites à partir de roseaux attachés en paquets servant à l'irrigation des terres cultivées et pour écraser du grain.

**1100** : En Europe, les premières éoliennes sont construites et utilisées pour pomper l'eau et moudre le blé, ces moulins à vent sont composés de quatre pales qui tournent autour d'un axe horizontal.

**XIV<sup>e</sup> siècle** : Des améliorations sont apportées progressivement aux moulins à vent européens afin d'augmenter la portance aérodynamique (la « poussée ») et la vitesse du

rotor. Ces améliorations ont permis l'obtention d'une meilleure mouture et une irrigation plus efficace.

Développement en Europe et plus particulièrement aux Pays-Bas du moulin à vent pour le meulage du grain, l'irrigation des terres agricoles, le pompage de l'eau de mer, le sciage du bois, la fabrication du papier et de l'huile et le meulage de divers matériaux.

**1700** : Les turbines éoliennes font leur apparition au Canada par les fermiers qui les utilisent pour moulinier le grain.

**Fin des années 1700** : Les moulins à vent sont l'équivalent du moteur électrique de l'Europe pré-industrielle. Ils fournissent environ 1 500 mégawatts (un niveau qui n'a été atteint par la suite que vers la fin des années 1980). Cette énergie éolienne est utilisée pour irriguer les terres, moulinier le grain, scier le bois d'œuvre et pour traiter des produits comme les épices et le tabac.

**1800** : Les américains utilisent les moulins à vent pour pomper de l'eau pour alimenter leurs fermes et leurs ranches lors de leur établissement dans l'Ouest. Les pales de ces premiers moulins à vent de ferme étaient de simples palettes de bois.

**1887-1888** : L'américain **Charles F. Brush**, un scientifique de Cleveland en Ohio, construit la première éolienne qui produit du courant pour 12 batteries, 350 lampes à filament, 2 lampes à arc à charbon et 3 moteurs. Haute de 17 mètres et composée de 144 pales en cèdre, elle avait une puissance de 12 kW.

**1890** : La première éolienne dite « industrielle » permettant de générer de l'électricité est mise au point par le Danois **Poul La Cour**, permettant de fabriquer de l'hydrogène par électrolyse de l'eau. Dans les années suivantes, il crée l'éolienne Lykkegard, dont il vend soixante-douze exemplaires en 1908.

**1891** : l'inventeur danois Poul La Cour conçoit plusieurs éoliennes expérimentales et mène des recherches en soufflerie. Il découvre que des turbines à rotation rapide composées d'un nombre moins grand de pales génèrent davantage d'électricité que des turbines plus lentes composées de nombreuses pales. Il met au point les premières éoliennes conçues à partir des principes modernes de l'aérodynamique. D'une puissance 25 kW grâce à des rotors à quatre pales elles affichent une plus grande efficacité. À la fin de la première guerre mondiale, l'utilisation de ces machines était largement répandue au Danemark. Cette éolienne expérimentale existe toujours à Askov (Danemark).

**1920** : L'inventeur français **Georges J.M. Darrieus** développe le concept d'un rotor à axe vertical : éoliennes Darrieus.

**1930** : Développement de petites éoliennes dans les régions rurales des grandes plaines américaines. D'une puissance de 1 à 3 kW, elles permettaient d'éclairer les fermes et de recharger les batteries des radios à cristal. Les éoliennes sont par la suite utilisées pour alimenter des appareils électroménagers et de l'équipement de ferme. Les fermes canadiennes utilisent les éoliennes pour produire de l'électricité et pour pomper l'eau des puits destinée aux auges pour le bétail.

**Première moitié du XXe siècle** : Les éoliennes sont confrontées à la concurrence croissante des centrales au charbon et du réseau électrique au niveau national. En raison des pénuries de charbon et de pétrole pendant les deux guerres mondiales, la demande en énergie éolienne se maintient.

**1955** : En France à Nogent-le-Roi dans la Beauce, une éolienne expérimentale de 800 kVA fonctionne de 1955 à 1963. Elle avait été conçue par le Bureau d'études scientifiques et techniques de Lucien Romani et exploitée pour le compte d'Electricité de France (EDF).

**1957** : **Johannes Juul** crée la turbine Gedser pour la compagnie d'électricité SEAS au Danemark qui sert de modèle aux éoliennes modernes, elle se compose d'un générateur et de trois pâles à pivot.

**1960** : **Ulrich Hutter** met au point des plans élaborés de turbines à axe horizontal en Allemagne. Ces turbines sont dotées de pales en fibre de verre et possèdent un angle d'attaque ajustable afin d'en augmenter l'efficacité.

**1971** : Premier parc d'éoliennes en mer au large du Danemark d'une puissance totale de cinq (05) MW.

**1973** : La crise pétrolière ravive l'intérêt pour le grand éolien et incite les gouvernements de l'Allemagne, de la Suède, du Canada, du Royaume-Uni et des États-Unis à financer des projets de recherche sur les énergies renouvelables. Ces programmes sont à l'origine de la conception et de la mise en œuvre de nouveaux designs d'éoliennes qui réduisent de façon significative le coût de l'énergie éolienne au cours des deux (02) décennies suivantes. Des parcs éoliens sont construits durant les années 1970 aux États Unis (USA) ainsi qu'en Europe.

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

**1984** : Projet Éole, la plus grande éolienne de type Darrieus au monde.

**2002** : Mise en service du plus grand parc éolien offshore au monde (en 2002) au Danemark (HornsRev).

**2004** : La capacité mondiale d'énergie éolienne dépasse les 47 GW.

**2005** : plus de 59 GW sont produit par énergie éolienne.

**2008** : Emergence de nouveaux marchés (asiatique et nord-américain) entraînant la croissance de l'énergie éolienne. [3]

**2010** : l'Europe détient plus de 44% des 194 GW installées dans le monde, et la production d'énergie mondiale atteint les 345 TWh.

**2013** : Le Danemark produit 33,2% de son électricité grâce aux éoliennes.



### 1.2.2. Situation de l'Energie Eolienne dans le monde

La puissance installée a atteint un cumul de 369 GW fin 2014, la Chine détient à elle seule plus de 30% du total.

La figure 1.1 ci-dessous illustre l'évolution de la puissance installée.

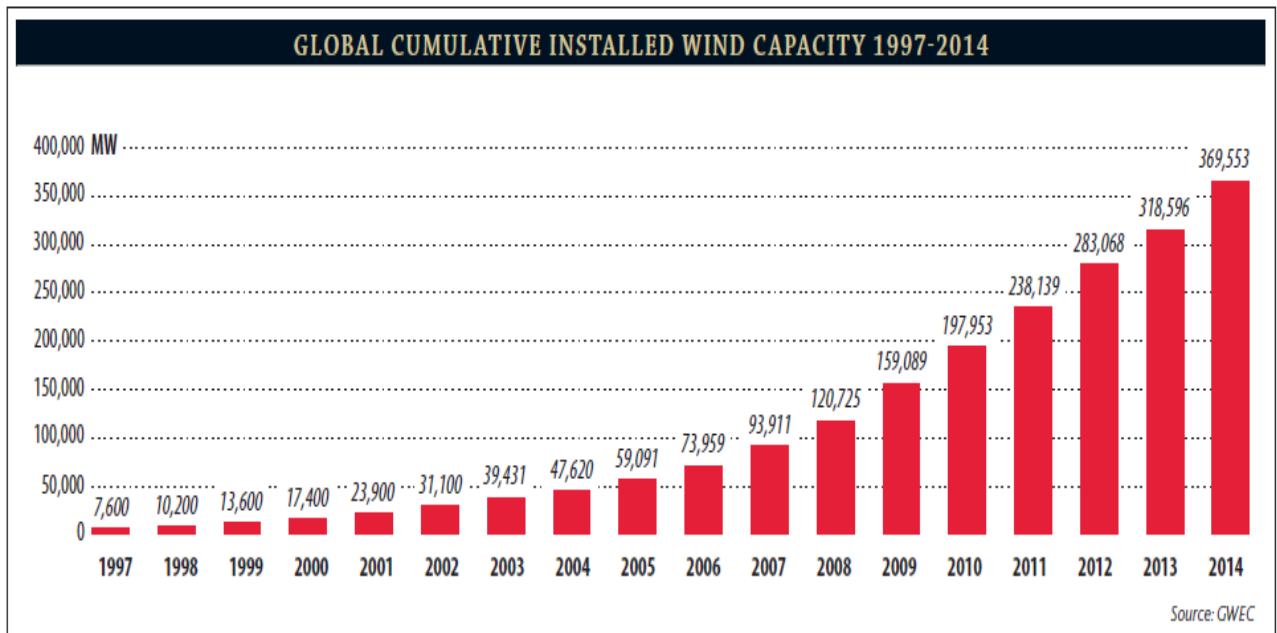


Figure 1.1 : Puissance totale installée en éolien de 1997-2014 [4]

L'Asie a pris la tête du classement des continents par puissance éolienne installée avec 142 119 MW, soit 38,5 % du total mondial ; au cours de l'année, cette puissance installée s'est accrue de 26 161 MW, soit +22,6 % et 50,8 % du total mondial des mises en services de l'année. La Chine a elle seule représente 80,8 % du total installé fin 2014 et 89,3 % des installations de l'année. L'Inde suit loin derrière avec 22 465 MW (15,8 % du cumul et 8,8 % de l'accroissement). [4]

L'Europe s'est trouvée reléguée au deuxième rang du classement des continents par puissance éolienne installée avec 133 969 MW, soit 36,3 % du total mondial, derrière l'Asie qui a pris la tête pour la première fois ; au cours de l'année, cette puissance installée s'est accrue de 12 820 MW, soit +10,5 % et 25 % du total mondial des mises en services de l'année. L'Union Européenne a mis en service 11 791 MW, portant sa puissance installée à 128 752 MW. L'Allemagne reste largement en tête avec 39 165 MW, soit 30,4 % du total de l'Union Européenne ; les 5 279 MW qu'elle a mis en service en 2014 représentent 44,8 % du total UE. Les pays européens les plus engagés dans l'éolien sont le Danemark (862 W/habitant), la Suède (562 W/hab), l'Allemagne (501 W/hab), l'Espagne (494 W/hab), l'Irlande (493 W/hab) et le Portugal (471 W/hab).

L'Amérique est placée au troisième rang du classement des continents par puissance éolienne installée avec 86 479 MW, soit 23,4 % du total mondial, dont 77 953 MW pour l'Amérique du Nord et 8 526 MW pour l'Amérique Latine ; au cours de l'année, cette puissance installée s'est accrue de 10 996 MW (Amérique du Nord : 7 247 MW, Amérique Latine : 3 749 MW), soit +14,6 % et 21,4 % du total mondial des mises en services de

l'année. Les États Unis restent largement en tête avec 65 879 MW, soit 76,2 % du total du continent américain ; les 4 854 MW qu'ils ont mis en service en 2014 représentent 44,1 % du total américain.

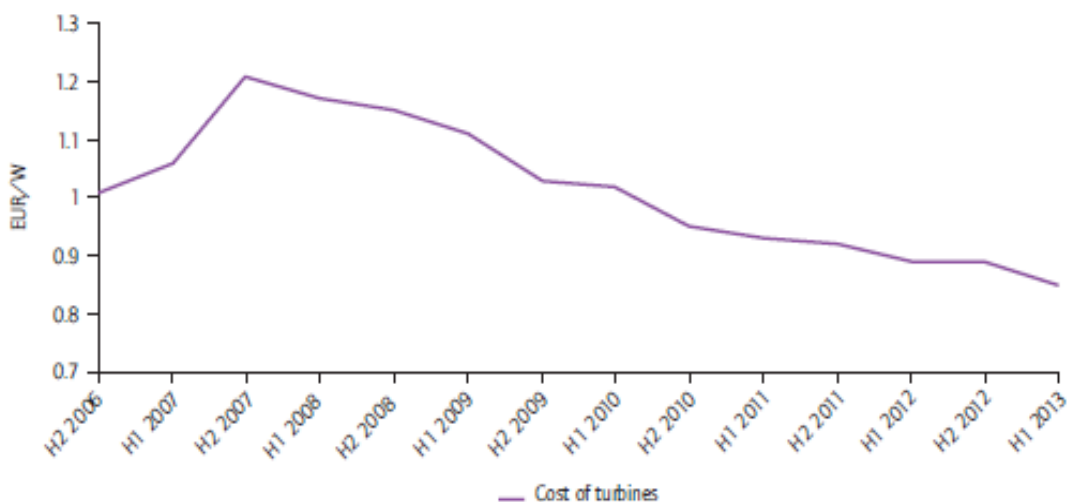
La puissance éolienne installée en Afrique a atteint 2 545 MW fin 2014, avec presque un (01) GW réalisé en 2013, principalement par l'Afrique du Sud (+560 MW) et par le Maroc (+300 MW). En juillet 2014, le Maroc a pris la première place sur le continent africain en termes de puissance installée avec 1157 MW répartis en quinze (15) parcs. L'Égypte se place au deuxième rang en Afrique avec 610 MW fin 2014. L'Afrique du Sud se place au troisième rang avec 570 MW installés fin 2014 contre 10 MW fin 2013. Au quatrième rang arrive la Tunisie avec 243 MW, suivie de l'Éthiopie avec 172 MW.

En 2014 l'éolienne la plus puissante est la Offshore V164-8.0 MW de Vestas (Danemark) avec une puissance de huit (08) MW dont le diamètre du rotor est de 164 m.

L'éolienne ST10, de dix (10) MW est en cours de développement par une entreprise Norvégienne Sway Turbine. Elle possédera un rotor de 164 mètres de diamètre.

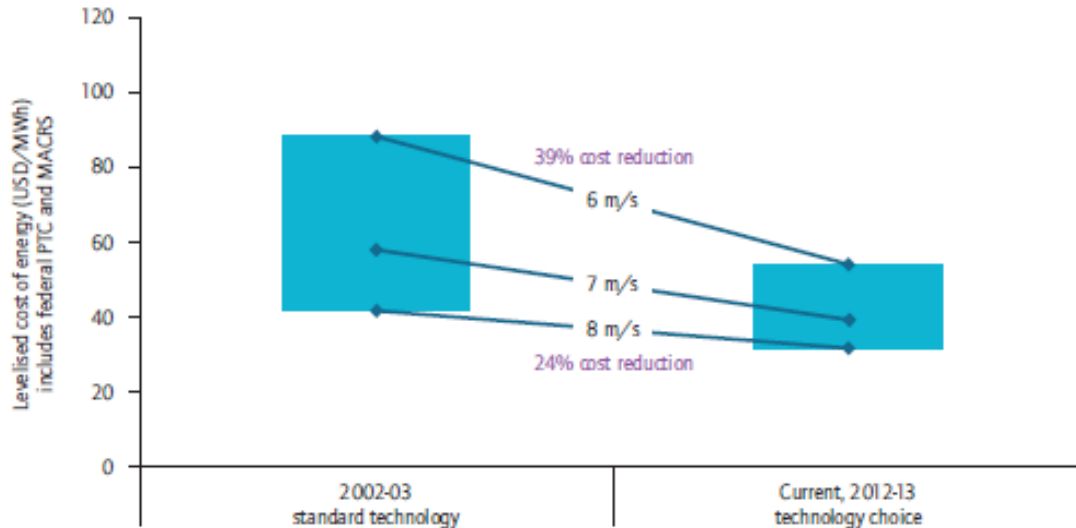
L'énergie éolienne a vu une régression en matière des coûts d'équipement et de l'énergie produite (prix du kWh).

Les figures 1.2 et 1.3 ci-dessous montrent l'évolution des coûts.



Note: data exclude Asian turbines.  
Source: Tabbush, 2013a.

**Figure 1.2 :** Tendancier du coût d'éoliennes terrestres par date de contrat, (Wiser et al., 2012) [5]



Source: Wiser et al., 2012.

(\*) Données excluent les éoliennes asiatiques

**Figure 1.3 :** LCOE estimé en fonction de la vitesse du vent, (Tabbush, 2013a) [5]

En 2009, l'**EWEA** (**E**uropean **W**ind **E**nergy **A**ssociation) donnait pour l'ensemble des éoliennes, une fourchette de 5 à 11 €/kWh selon les sites et les types d'éoliennes. Les coûts du kWh éolien prévus pour 2040 par le Comité Britannique sur le Changement Climatique sont de 6 à 6,5 c€/kWh pour l'éolien terrestre et 12 à 15 c€/kWh pour l'offshore (avec des éoliennes de 20 MW).

En 2012, la société Brésilienne Casa dos ventos signe avec Alstom une lettre d'intention de commande portant sur 68 éoliennes ECO destinées à des fermes énergétiques. Les 180 MW installés pour 230 M€ (Millions Euro), ce qui ramène le coût du kilowatt installé à 1 270 €, dans la fourchette de prix indiquée par le rapport EWEA de 2009, à savoir : de 1000 à 1350 €/kW installé.

En 2013, une étude américaine **NREL** (**N**ational **R**enewable **E**nergy **L**aboratory) donne le coût en 2011 du kWh d'un projet de parc d'éoliennes terrestres de 1,5 MW unitaires à 7,2 c\$ (5,5 c€), et celui d'un projet de parc d'éoliennes offshore de 3,6 MW unitaires à 22,5 c\$ (17,1 c€); mais les hypothèses de vent sont très optimistes : le facteur de charge est estimé à 37 % pour le parc terrestre et 39 % pour le parc offshore ; il cite d'ailleurs en fin de rapport des fourchettes de 6 à 10 c\$ /kWh pour les parcs terrestres et 16,8 à 29,2 c\$ /kWh pour les parcs offshore.

La **CEI** (**C**ommission **E**lectrotechnique **I**nternationale) a édité plusieurs normes concernant l'éolien, la CEI 61400 (partie 1) édition 3.0 de 2005, spécifie les exigences de conception essentielles pour assurer l'intégrité technique des éoliennes. Elle a pour objet de fournir un niveau de protection approprié contre les dommages causés par tous les risques pendant la durée de vie prévue. Elle concerne tous les sous-systèmes des éoliennes tels que les mécanismes de commande et de protection, les systèmes électriques internes, les systèmes mécaniques et les structures de soutien. Et s'applique aux éoliennes de toutes dimensions. [6]

### **1.2.3. Situation de l'énergie éolienne en Algérie**

En 1953, une éolienne avait été installée à Adrar et est restée opérationnelle jusqu'en 1962. En panne suite à un sabotage, ce n'est qu'au cours de l'année 2002 que M. ETSOURI Kaddour de l'INA d'Alger, chercheur associé au CRSTRA et spécialisé en génie rural, a étudié le problème et les causes de l'arrêt, a déterminé le diagnostic de la panne et proposé sa réhabilitation. [7]

La photo ci-dessous dans la figure 1.4 illustre la première éolienne d'Adrar.



**Figure 1.4 :** Photo de l'éolienne d'Adrar de 1953.

Durant la décennie 1980, plusieurs systèmes de pompage éolien, composés d'une éolienne de pompage mécanique avec pompe à piston, ont été installés en Algérie. Des problèmes de fiabilité liés à une conception élémentaire et à une mauvaise installation, effectuée dans la précipitation, ont conduit à une réticence des décideurs pour le développement de l'énergie éolienne en Algérie. [7]

En 2003, un second aérogénérateur a été installé par O.GUERRI, chercheuse au CDER et chercheuse associée au CRSTRA. Le but étant l'expérimentation d'un aérogénérateur installé sur un mât de seize (16) mètres au sein de la station expérimentale de l'INRA d'Adrar. Cet aérogénérateur avait pour but la production d'électricité à partir de l'énergie éolienne, en vue de faire fonctionner un système de pompage de l'eau destinée à l'irrigation. [8]

Ce n'est qu'en juillet 2014 que l'Algérie a vu la réalisation d'une ferme éolienne, pour la production d'électricité, d'une puissance de 10,2 MW à Kabertene (70 km au Nord du chef lieu d'Adrar). Le projet a commencé en 2011 sur un site de trente (30) hectares, sur lequel sont placées douze (12) éoliennes en une seule ligne face au vent (direction des vents dominants). Fin 2014, la ferme éolienne raccordée au réseau du Pôle In Salah-Adrar-Timimoun (PIAT) a atteint un cumul de production de 5 GWh.

La carte ci-dessous dans la figure 1.5 illustre la ferme éolienne de kabertene.

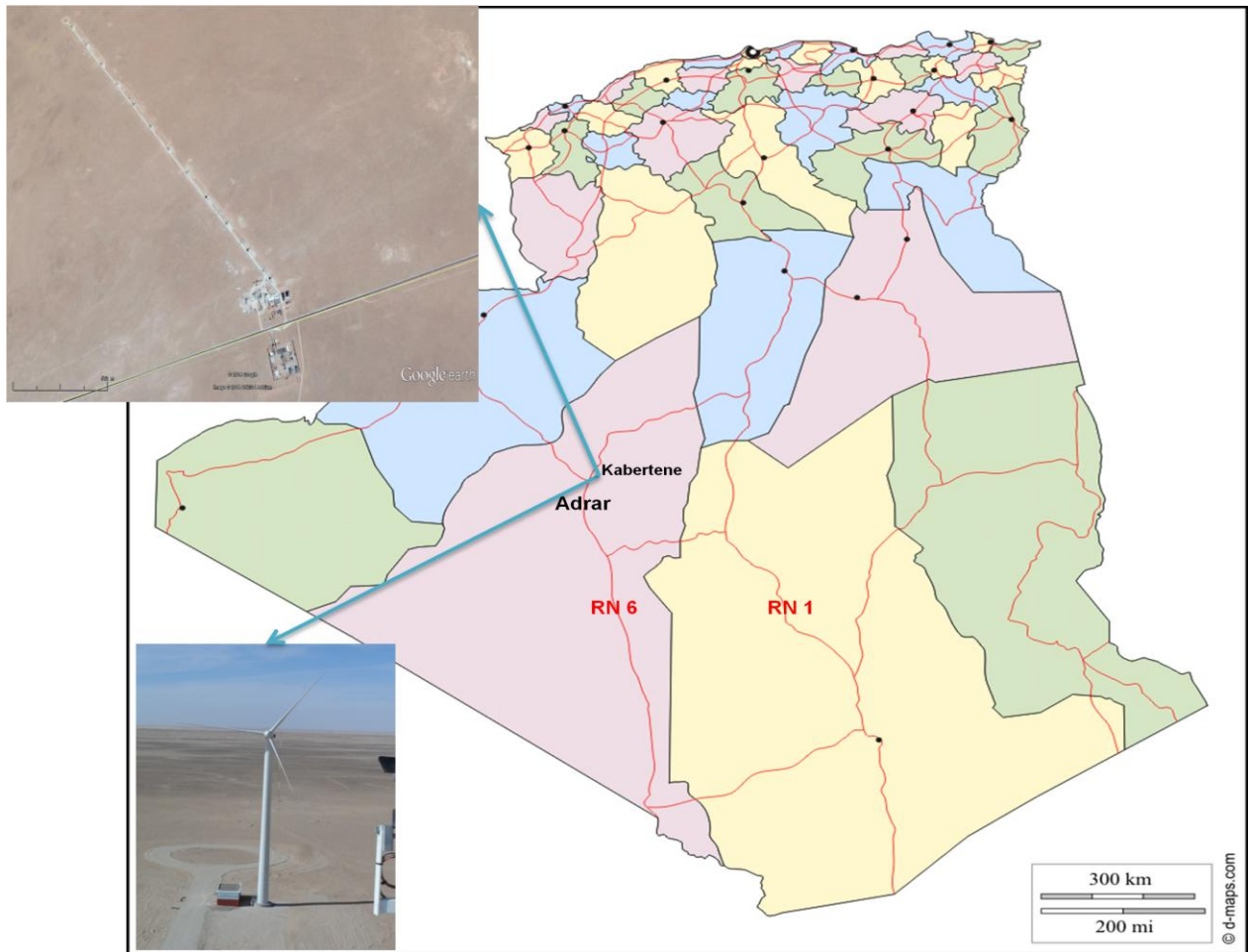


Figure 1.5 : Localisation et photos de la ferme éolienne de 10 MW de Kabertene (Adrar)

### 1.3. Etat de l'art

#### 1.3.1. Etat de l'art dans le monde

En 1997, Petersen et *al.* ont montré que sur des terrains relativement plat, un modèle comme le Wasp (Troen et *al.* 1988) peut être utilisé pour obtenir une estimation raisonnable du potentiel énergétique éolien d'une région. A partir d'un histogramme des fréquences de vitesse de vent à une station de référence, Wasp est capable de prendre en compte les effets d'obstacles, de la rugosité et de la topographie. Néanmoins, il a été montré que pour des terrains accidentés de pente supérieure à 30 %, les modèles linéarisés, tel que celui utilisé dans le Wasp, ne sont pas capables de reproduire de façon satisfaisante les effets de la topographie sur le champ d'écoulement.

En 2001, M. Strack et H. Klug, ont publié un article '*Wind potential assessment and micrositing: overview of the state of the art*' où ils affirment que la réalisation des projets de fermes éoliennes dans des terrains complexes sur la base d'une seule source de mesure risque d'avoir des incertitudes considérables, vu que la vitesse du vent mesurée est affectée par le climat local et l'orographie (topographie, rugosité et obstacle). Pour la détermination de la vitesse du vent et de l'énergie à long terme, des mesures sur une période de dix (10) ans sont nécessaires afin d'éviter les effets des changements saisonniers et interannuels.

Ils ajoutent que la configuration optimale d'une ferme éolienne dépend de la vitesse du vent et principalement de sa direction (effet de sillage), ainsi que des caractéristiques de la machine (aérogénérateurs) et de la surface disponible du terrain, d'autres paramètres d'optimisation tels que les limites de bruits et les aspects économiques peuvent être intégrés dans le processus d'optimisation. [9]

En 2005, A. Arbaoui et al, ont publié un article '*Adéquation site et système éolien éléments d'aide à la décision par la modélisation par contraintes*' dans lequel ils annoncent que les outils et logiciels dédiés aux systèmes éoliens ont été réalisés pour maximiser les performances et/ou réduire le coût de l'énergie produite. Ces outils sont orientés vers la conception et la définition détaillée d'un système éolien. Ils utilisent des connaissances qui sont du domaine des maîtres d'œuvre et des fabricants, ils ne sont pas conçus pour aider à la décision pendant la phase d'études préliminaires.

Les auteurs montrent aussi l'intérêt de l'intégration des spécificités du site dans le processus de prise de décision, au travers de différentes applications et que l'intégration d'un SIG (système d'information géographique) et des modèles adéquats permettront d'avoir des données plus précises sur les coûts.

Ils ont conclu que les gains obtenus sur le coût du kWh sont importants pour les sites méditerranéens et la plupart des paramètres de définition (coût du kWh, quantité d'énergie, LCOE, Pn, Hhub, D, Vdes, p et type de contrôle, ...), influencent fortement ce coût. [10]

En 2012 W. Zghal et al, dans leur article '*Optimisation technico-économique d'un système énergétique éolien pour une maison familiale*', ont décrit la démarche de leur travail, à savoir, la modélisation des deux (02) principaux sous-systèmes (aérogénérateur et unité de stockage) d'une éolienne tout en se basant sur des modèles énergétiques et des équations mathématiques, ensuite la détermination des critères de choix (probabilité du manque de l'énergie à produire, le pourcentage du surplus de l'énergie produite et le coût du kWh produit) qui peuvent aider à la sélection des propriétés optimales de chaque composant du système. [11]

En 2009, Birgit Helga Editha Moilola (Msc in GIS, Université d'Amsterdam, Netherland) a publié un article intitulé '*Geographical Information Systems for Strategic Wind Energy Site Selection*', où elle affirme que les SIG sont particulièrement des outils utiles dans l'identification des sites éligibles pour l'installation éolienne de part leur puissance dans le dessin et l'analyse à la fois des données multi-sources. Aussi, les SIG sont des outils d'aide à la décision pour la localisation de site de développement éolien en tenant compte des aspects techniques, économiques et des contraintes environnementales. [12]

Ces travaux ont été suivis de ceux de Dipankar Ghosh en 2010 (Directeur de Gestion des produits Phoenix Integration) qui propose dans son article intitulé '*Optimizing Design to Maximize Profitability, Conception et optimisation multidisciplinaire de tous les aspects de parc éolien*' des points à considérer pour la conception de parcs éoliens tel que ; la combinaison de la technologie et de l'économie.

Les objectifs étant généralement de maximiser la production d'énergie, de réduire les coûts d'investissement et d'exploitation, et de respecter les contraintes imposées par le site. Il affirme aussi que la disposition optimale pour le site est affectée par la conception de l'éolienne utilisée pour but de fournir de l'électricité au coût (kWh) le plus bas possible et qu'un changement technologique majeure doit être opéré pour que les personnes en charge des principaux aspects de la conception du site de l'éolienne, tour, pales, générateur, etc, ne visent pas seulement leurs propres objectifs et qu'ils doivent considérer l'impact de leurs choix sur d'autres objectifs importants. [13]

En 2011, M. Syed Samiuddin a publié un article dans le même sens où il insiste sur le fait que la décision pour les emplacements appropriés des projets éoliens devrait être d'une précision. La cartographie consiste à utiliser une variété de sources de données dans laquelle les poids sont affectés à des critères géographiques.

Ce que l'on peut déduire de ces travaux c'est que SIG est utilisé pour créer un document de carte combinant les ressources d'énergie renouvelables (solaire, biomasse, géothermie, biocarburant, et l'hydroélectricité), et les données de : réseau électrique, de terrain et du réseau routier ainsi que d'autres impacts environnementaux. Localiser le bon site peut être fait rapidement et avec précision en utilisant des données publiquement disponibles et des SIG. Cet outil aide les investisseurs et les développeurs à localiser les meilleures zones de ressources d'énergie renouvelables. [14]

L'NREL (National Renewable Energy Laboratory) a établi en 2012 un rapport sur le potentiel des Energies Renouvelables sur tout le territoire des Etats Unis en utilisant les SIG. Le rapport présente les résultats d'une analyse spatiale et de calcul du potentiel technique des énergies renouvelables, en rapportant les surfaces disponibles, les capacités installées, et l'énergie électrique produite pour six (06) différentes technologies en utilisant les systèmes d'information géographiques (SIG). [15]

Pour l'éolien, il a été retenu, comme critère d'inclusion (zones éligibles) toutes zones ayant un facteur de capacité  $CF > 30\%$ . avec utilisation des modèles d'extrapolation en déterminant des critères d'exclusion des zones urbaines, zones protégées, plan d'eau.

Il a été estimé une densité de puissance de 5 MW/km<sup>2</sup> en tenant compte de 15% de perte pour le calcul de l'énergie annuelle nette. L'avantage énoncé est que toutes les données et analyses peuvent être stockées en base de données faciles à mettre à jour.

En 2014, l'**IRENA** (The International Renewable Energy Agency) et l'Institut Royal de Technologie de Suède (KTH) a établi un rapport intitulé «*Estimating the Renewable Energy Potential in Africa, A GIS-based approach*» [16]

Le potentiel de production d'énergie par les Energies Renouvelables a été examiné sur la base de la disponibilité des ressources dans toute l'Afrique.

Le document présente une méthodologie pratique pour traduire le potentiel de ressource physique, comme le soulignent les cartes de l'Atlas mondial des énergies renouvelables, sur le potentiel de génération de puissance exprimée en gigawatts (GW) et gigawatt-

heures (GWh). L'approche, basée sur les systèmes d'information géographique (SIG), peut être affinée pour couvrir tout pays, région ou une autre zone géographique.

Les résultats révèlent les hot spots d'énergie renouvelables et indiquent quelles technologies est la plus appropriée pour chaque pays. Cette mesure vise à aider les décideurs à élaborer des politiques et des mesures incitatives efficaces, ainsi que des planificateurs de l'énergie permettant de refléter adéquatement les énergies renouvelables dans leurs plans directeurs. Le rapport quantifie les potentiels pour l'énergie solaire et éolienne en Afrique, ainsi que d'une estimation du potentiel de la bioénergie.

### 1.3.2. Etat de l'art en Algérie

Les travaux et études relatifs à l'énergie éolienne en Algérie ont commencé dans les années 1980, on note les travaux de Said et *al.* en 1984, ceux de Bensaad en 1985, Hammouche en 1990, N.Kasbadji-Merzouk en 1994, Youcef Ettoumi en 2002, et N.Kesbadji-Merzouk et *al.* de 2005 à 2011. [17]

Ces études ont porté principalement sur :

- Cartes des vents
- Cartes énergétiques suivant différents paramètres
- Atlas des vents
- Atlas éolien

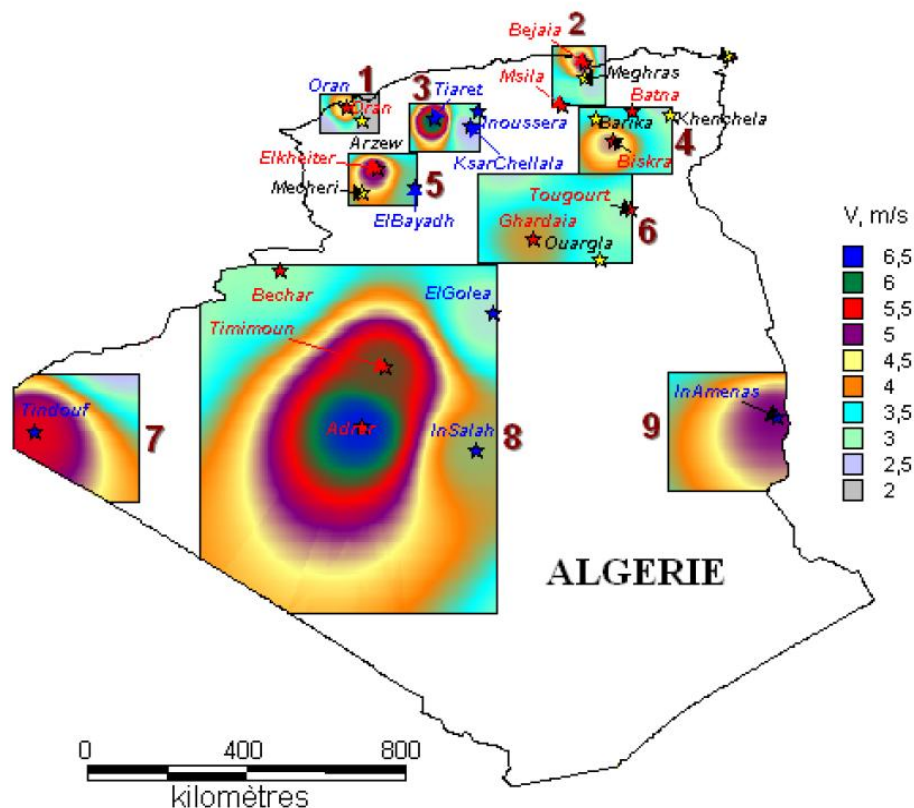


Figure 1.6 : Carte des vents de l'Algérie [20]

En 2010, le CDER (Centre de Recherche en Energie Renouvelable) a établi, pour le compte de la CREG (Commission de Régulation d'Electricité et du Gaz) une étude intitulée : 'Identification de (02) sites à haut potentiel éolien et éligibles à l'implantation de fermes éoliennes dans la zone de Bejaia, Sétif, M'sila et Bordj Bou Arriredj'. Les cartes ont



été établies pour la première fois en utilisant les Systèmes d'Informations Géographiques où le réseau routier, réseau électrique ainsi que des pipelines ont été superposées pour déterminer les zones éligibles à l'implantation de fermes éoliennes.

En 2013, le CDER a établi une autre étude intitulée : '*Identification de sites à haut potentiel éolien et éligibles à l'implantation de fermes éoliennes dans la zone de Tougourt, Ghardaia et Hassi Messaoud*'.

La plupart des travaux reposent sur l'étude du potentiel éolien, qui revête un caractère déterminant dans la faisabilité des projets éoliens, leur conception et fonctionnement, et ce à travers l'établissement de la cartographie du vent (à grande et petite échelle) moyennant des modèles mathématiques.

Quelques contributions par auteur, concernant l'énergie éolienne en Algérie sont à mentionner. Les plus connus sont ceux de :

**N.Kasbadji Merzouk en 2000** qui portent sur l'établissement, en utilisant la distribution de Weibull hybrid, de la carte des vents de l'Algérie à 10 m qui affiche des vitesses moyennes annuelles qui varie de 1-6 m/s et où la région d'Adrar a été identifiée comme la plus ventée avec une vitesse moyenne supérieure à 6m/s.

En **2002**, la même auteure a procédé à l'établissement, en utilisant le modèle Aiolos, de la carte de densité moyenne d'énergie extrapolée à 10-25 m. Il a été constaté que la densité d'énergie est étroitement liée à la topographie du sol.

En **2004**, les performances des aérogénérateurs ont été testées par la même auteure sur différents sites des hauts plateaux, en utilisant des formules empiriques de Mikhail et *al.* pour l'extrapolation à la hauteur de la roue, la distribution de Weibull, la densité de vent disponible et le potentiel utilisable ont été estimés. La Région de Tiaret a été détectée comme la plus ventée dans les hauts plateaux.

En **2005** et 2006 N. Kasbadji Merzouk et *al.*, a étudié les performances du pompage éolien dans plusieurs régions de l'Algérie à savoir : Adrar, Timimoun, In Salah, Tindouf, Béchar, In Amenas, Tiaret et El Bayadh, en analysant les vitesses moyennes du vent à 10 m à partir des données de vingt (20) stations ONM (Office Nationale de Météorologie), l'efficacité du pompage d'eau via l'éolien au Sud Algérien a été démontré comme satisfaisant.

Par ailleurs, en **2006** la même auteure a publié sa thèse de doctorat qui porte essentiellement sur l'évaluation du gisement énergétique éolien ; contribution à la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie.

En **2007**, ce travail a été étendu aux régions semi-arides où des paramètres de Weibull extrapolés à l'aide du modèle de Justus Mikhaïel ont été réalisés pour l'estimation du potentiel récupérable. Il faut dire que ces travaux ont été poursuivis avec l'utilisation des SIG comme outil de détection des zones ventées.

Les travaux de **Boukli Hacène**, en **2009** sur la région du Chellif sont venus confronter les études précédentes car il a utilisé l'interpolation spatiale des mesures de vent de l'Atlas éolien tracé à l'aide de Mapinfo et les systèmes (SIG) découlant de la méthode d'analyse

Merise, pour déterminer les zones ventées de la vallée de Cheliff. En **2010**, l'effet de la topographie a été approfondi par le même auteur, où il a réalisé un maillage spatiale afin d'appliquer la méthode de différence finie pour résoudre l'équation de conservation de la masse. [18]

**S. Louassa** et *al.* en **2010** a étudié la région Ouest des hauts plateaux Algériens (El Bayadh, Naâma et Ain Safra) qui ont été identifié comme les plus exposées aux vents Sud et qui doivent s'équiper de dispositifs de protection, pour éviter leur ensablement. [19]

En effet, l'étude effectuée par N. Kasbadji Merzouk en **2008** sur l'utilisation de l'énergie éolienne en Algérie investigations et perspectives et Identification des régions ventées, [20], a montré l'importance des fréquences de vents calmes en Algérie qui augmente le risque de surestimation des potentiels disponibles avec le risque d'installations improductives. Il faut aussi citer le premier travail effectué en **2008**, qui a permis l'estimation du potentiel économique de l'Algérie (Oran, Tiaret et In Salah) à l'aide de la détermination des paramètres de Weibull par la méthode de pondération inverse à la distance et qui a tenu compte de l'accessibilité de la région, la topographie, les zones protégées, la capacité de raccordement au réseau, les contraintes de terrain et le risque foncier.

Les premiers travaux effectués avec le logiciel Wasp ont été publiées en **2009** par N. Kasbadji Merzouk sur la région des Hauts Plateaux Algériens ainsi que par **Dj. Abdeslam**, la même année où elle a estimé le potentiel éolien dans la région de Sétif et où l'auteure a identifié les zones ventées. [21]

Des contributions similaires ont été effectuées sur les zones de Bordj Bou Arriredj et la zone de Ténés, en **2011** où le couplage éolien–dessalement d'eau de mer a été étudié ainsi que les aspects techniques et économiques produits par le logiciel Retscreen. [22]

Enfin, il faut souligner quelques travaux sur les performances des aérogénérateurs, tel que ceux de **S. DIAF** sur la détermination de la production électrique produite par une ferme éolienne dans la région d'Adrar.

#### **1.4. Problématique**

Les méthodologies adoptées pour les études relatives à l'énergie éolienne en Algérie ont été étudiées et examinées, il en ressort que toutes commencent par la localisation des sites ventés à partir des cartes de vent (ou Atlas de Vent), ensuite l'établissement des études détaillées du vent (mesures, statistiques, simulations, ...) et la superposition des cartes (éolienne, route, réseau électrique, ...), enfin la visite des sites identifiés et la vérification des contraintes.

Cette méthodologie donne une grande importance aux études du vent (pour confirmer le potentiel et estimer le productible sur un site), elles engagent des études détaillées nécessitant des moyens techniques et financiers considérables.

Elle est logique en raison de ce qui suit:

- Un Projet Eolien requiert forcément la ressource vent, dont l'évaluation constitue un paramètre de faisabilité,

- L'indisponibilité de données de la ressource aux lieux souhaités, d'où le recours à des modèles d'écoulement de vent adaptés aux terrains complexes,
- Le vent est un élément dont l'étude s'avère très complexe, d'une part à cause de sa caractéristique fluctuante (vitesse et direction) et du fait qu'il est influencé par d'autres paramètres (topographie, rugosité, obstacles, ..).

Toutefois, la problématique souvent rencontrée, en suivant cette démarche est le risque de se confronter à des contraintes de site, limitant la faisabilité du projet, voire même sa remise en cause, même avec un potentiel éolien confirmé.

D'ailleurs, en examinant les deux (02) études établies respectivement en 2010 et 2013 par le CDER pour le compte de la CREG, il a été relevé ce qui suit :

- sur 20 sites identifiés (compte tenu du potentiel et situation des sites par rapport au réseau électrique et routier) il n'a été retenu que trois (03) sites !
- des contraintes majeurs ont été relevées (en dernière étape de l'étude) : zones (urbaines, sensibles sebkha), topographie non adéquate, traversé de pipeline et ligne HT, éloignement du réseau électrique de raccordement,
- Autres contraintes moins majeurs, tel que : nature juridique du terrain, nature de sol, surface convoitée.

L'approche d'optimisation des paramètres, applicable au projet de différente taille, est mise en exergue dans ce travail, elle pourra donner de très bons résultats notamment pour les fermes éoliennes de production d'électricité.

En fait, il serait plus efficace de commencer par éliminer les contraintes en amont du projet et n'établir les études de faisabilité d'une ferme éolienne que sur les zones favorables, ne présentant pas de problématiques liées aux sites.

Cette détermination de zones favorables se fera moyennant des logiciels d'analyse spatiale des Système d'Information Géographique SIG à savoir : Map Info et Global Mapper, des logiciels de modélisation et d'estimation du potentiel éolien à savoir : Wasp et Windfarmer, et un logiciel (tableur Excel) pour le calcul des indicateurs économiques.

Il sera procédé à la superposition des cartes contenant des bases de données spatiales, et moyennant des analyses, les meilleurs sites seront identifiés et classés. Les études détaillées (estimation du productible) seront effectuées à l'aide des logiciels éoliens spécialisés. Les aspects économiques seront donc analysés et évalués, en utilisant les résultats techniques obtenus, et ce afin de déterminer les paramètres de rentabilité du projet, ainsi que ses différents coûts (investissement, exploitation, maintenance, ..).

Les questions auxquelles nous essayerons de répondre sont la méthode de détermination des zones éligibles aux projets éoliens futurs dans toute la région, et l'emplacement exacte de ces zones, selon des critères prédéfinies.

## **Chapitre 2 : Modélisation de l'énergie éolienne**

### **2.1. Introduction**

Le présent chapitre dédié aux concepts et termes utilisés qui permettront une meilleure compréhension de l'ensemble des chapitres constituant le mémoire. Il concerne notamment la modélisation du potentiel énergétique éolien ainsi que celle relative à la détermination de la production optimum d'électricité par voie éolienne.

En fin de chapitre, les outils utilisés dans le traitement et l'analyse des données seront présentés.

### **2.2. Le gisement éolien**

La notion de potentiel éolien désigne la quantité théorique d'énergie éolienne disponible sur un territoire (terrestre ou marin) donné. Le potentiel éolien est d'abord une notion technique, mais dans la plupart des pays, les banques et/ou collectivités subventionnent l'éolien en fonction de ce potentiel, aussi cette notion a-t-elle aussi pris une dimension administrative.

L'énergie fournie par le vent est une énergie cinétique, fonction de la masse et de la vitesse du volume d'air. Elle est égale à:

$$E_c = \frac{1}{2} m V^2 \quad (2.1)$$

*Avec :*

*$E_c$  : énergie cinétique (en joules),*

*$m$  : masse du volume d'air (en kg),*

*$V$  : vitesse instantanée du vent (en m/s),*

A une pression atmosphérique normale et à une température de 15 °C, l'air pèse environ 1,225 kg/m<sup>3</sup>.

De même, l'air froid est plus dense que l'air chaud, tout comme la densité de l'air est plus faible à des altitudes élevées (dans les montagnes) à cause de la pression atmosphérique plus basse qui y règne. La masse volumique est donnée par :

$$m = \rho \cdot V \quad (2.2)$$

*Avec :*

*$V$  : volume d'air occupé (en m<sup>3</sup>) et*

*$\rho$  : masse volumique (en kg/m<sup>3</sup>)*

Dans le cas de l'éolien, le volume d'air occupé dépend de la surface balayée par le rotor de l'éolienne. La puissance du vent traversant le rotor correspond à la quantité d'énergie cinétique traversant le rotor à chaque seconde.

### **2.2.1. La Couche Limite Atmosphérique (CLA)**

La théorie de la couche limite a été initiée en 1904 par Ludwig Prandtl. Ce terme a été utilisé pour caractériser l'écoulement d'un fluide au voisinage d'une paroi.

Ce concept de couche limite correspond bien à la couche limite planétaire, dans laquelle les effets de frottements sont les plus significatifs.

Dans l'atmosphère située près de la surface terrestre, les variations importantes du vent, de la température et de l'humidité se produisent dans la direction verticale. Ces variations sont provoquées par les échanges d'énergies entre la surface et l'atmosphère et par l'effet d'adhérence exercée par la surface sur l'écoulement de l'air.

Dans la CLA le vent est engendré par deux paramètres : l'un mécanique, le frottement aérodynamique de la surface, et l'autre thermique, la stratification de la densité de l'air qui résulte des différences de température entre la surface du sol et l'air ambiant.

Ces paramètres agissent en fonction de :

- la vitesse du vent,
- La rugosité des sols,
- Et l'ensoleillement variable suivant les lieux et l'heure de la journée.

L'épaisseur de la couche limite atmosphérique est d'environ 1000m. Cette épaisseur varie de quelques dizaines de mètres (cas où l'atmosphère est stratifiée), à quelques kilomètres (si l'atmosphère est instable et accompagnée de phénomènes de convection). C'est la couche qui contient 10% du recouvrement de la masse d'air totale et où le déplacement d'air est régi par le gradient de pression et la force de Coriolis.

La CLA se compose de deux sous couches :

- La couche limite de surface CLS,
- La couche d'Eckerman.

### **2.2.2. Énergie théoriquement récupérable par une surface S**

En considérant un dispositif de récupération de cette énergie de surface S et en faisant l'hypothèse que la vitesse du vent est identique en chaque point de cette surface, la puissance récupérée par la surface traversée par un volume d'air en (1) seconde est égale à  $vS$ .

$$P = \frac{1}{2} \cdot mv^2 = \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot v \cdot S \cdot v^2 \quad (2.3)$$

*Avec :*

*P : puissance récupérable (Watt)*

*m : débit massique du volume d'air traversant la surface S en 1 seconde (kg/s)*

*$\rho_0$  : masse volumique de l'air (kg/m<sup>3</sup>)*

*v : vitesse de l'air traversant le dispositif (m/s)*

*S : surface du dispositif de récupération (m<sup>2</sup>)*

*vS : débit volumique d'air (m<sup>3</sup>/s)*

$$P_{cinétique} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot v^3 \quad (2.4)$$

Cette puissance est une puissance théorique, il est bien sûr impossible qu'elle soit récupérée tel quelle par une éolienne car la vitesse du vent en aval de la surface de captation n'est pas nulle.

### 2.2.2.1. La Limite de Betz

La surface de captation ne récupère en réalité qu'une partie de la puissance disponible puisque l'air doit conserver une énergie cinétique résiduelle pour qu'il subsiste un écoulement. L'allemand **Albert Betz** a démontré en 1919 que la puissance maximale récupérable est :

$$P_{max} = \frac{16}{27} \cdot P_{cinétique} = \frac{8}{27} \cdot \rho \cdot S \cdot v^3 \quad (2.5)$$

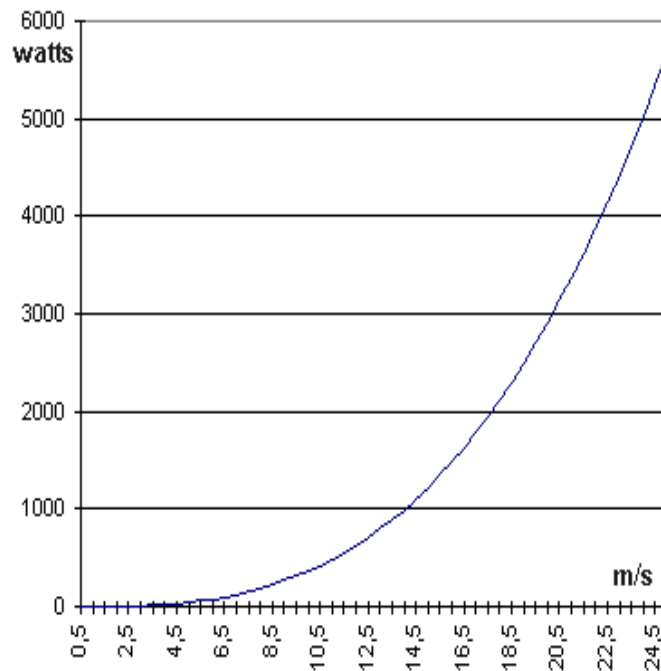


Figure 2.1 : Courbe de Betz

### 2.2.2.2. Modèles d'écoulement

Les modèles numériques utilisés pour la simulation des écoulements atmosphériques sur les terrains de topographie complexe peuvent être divisés en deux catégories : les modèles pronostiques et les modèles diagnostiques (Ratto et al, 1994). [23]

Les modèles pronostiques sont basés sur la résolution des équations hydrodynamiques et thermodynamiques dépendantes du temps, appelées aussi équations primitives car elles

dérivent directement des principes de conservation, modifiées de façon à être appliqués à l'atmosphère.

Les modèles diagnostiques, quant à eux, ne sont pas utilisés pour expliquer l'évolution dans le temps. Ils produisent uniquement un champ de vent stationnaire, satisfaisant quelques contraintes physiques. Lorsque l'équation de continuité est la seule contrainte imposée, ils sont appelés modèles de conservation de masse (Mass-consistent models).

### **2.2.2.3. Sillage éolien**

Le sillage éolien est une structure tourbillonnaire qui émane des pales tournantes du rotor, cette structure tourbillonnaire évolue ensuite à l'aval du rotor éolien et forme des tourbillons marginaux.

Le sillage comporte deux domaines : le sillage proche et le sillage lointain.

Le sillage proche joue un rôle important dans l'évaluation des performances aérodynamiques du rotor éolien. En plus, il permet de définir les conditions initiales de développement du sillage lointain. La compréhension de ce dernier permet d'améliorer la conception des parcs éolien en minimisant les interactions entre éoliennes. [24]

Les pertes de sillages sont calculées suivant le modèle de N.O. Jensen (RISQ). La principale équation de ce dernier permet de modéliser la vitesse  $v(x)$  à une distance  $x$  derrière le rotor de la façon suivante:

$$v(x) = u \left( 1 - C_t(u) \left( \frac{1}{1 + \alpha \frac{x}{R}} \right)^2 \right) \quad (2.6)$$

*Avec:*

*$u$  : est la vitesse incidente du vent, juste avant le rotor;*

*$C_t(u)$  : la courbe de poussée du rotor, fonction de la vitesse incidente  $u$  ;*

*$R$  : le rayon du rotor;*

*$\alpha$  : la constante de sillage, fonction de la rugosité du terrain environnant.*

### **2.2.3. Modélisation statistique de la vitesse du vent**

La puissance moyenne du vent est déterminée grâce à la modélisation des vitesses mesurées par la distribution des fréquences de Weibull qui s'écrit :

$$f(V) = \left( \frac{k}{C} \right) \left( \frac{V}{C} \right)^{k-1} \exp \left( - \left( \frac{V}{C} \right)^k \right) \quad (2.7)$$

Pour cela, il faudra prendre en compte la probabilité de l'occurrence de chaque vitesse de vent donnée et déterminer les paramètres de Weibull relatifs à chaque site. Ces facteurs permettent de calculer la vitesse moyenne du vent, ainsi que le potentiel récupérable qui est fonction de la vitesse cubique du vent. On a alors :

$$V_{moy} = C \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad \text{et} \quad P_{moy} = \frac{1}{2} \rho C^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (2.8)$$

Avec:

$k$  : Facteur de forme de la distribution de Weibull,

$C$  : Facteur d'échelle de la distribution de Weibull (m/s),

$\Gamma$  : la fonction gamma,

$\rho_0$  : masse volumique de l'air (kg/m<sup>3</sup>)

### 2.2.3.1. Rose des vents

On peut aussi, en multipliant la puissance de chaque vitesse de vent par la fréquence de l'occurrence de cette vitesse selon la répartition de Weibull, calculer la distribution de l'énergie éolienne à des vitesses de vent différentes, cette distribution est appelée la densité de puissance.

### 2.2.4. Le facteur de capacité

Le facteur de capacité d'une éolienne sur un site correspond à sa production annuelle divisée par la production théorique maximale de cette éolienne si elle fonctionnait à sa puissance nominale (maximale) pendant l'ensemble des 8 766 heures (365,25 x 24) que compte une année. Le facteur de capacité correspond au ratio entre la quantité réelle d'énergie produite sur une année et la production théorique maximale d'une éolienne fonctionnant à pleine puissance à plein temps.

En théorie, un facteur de capacité est compris entre 0% et 100%, dans la pratique il se trouvera plutôt compris entre 25% et 30%.

Les éoliennes ne sont pas principalement conçues pour un facteur de capacité optimale, mais pour générer autant d'électricité que possible à une certaine vitesse de vent.

Bien qu'un facteur de capacité élevé soit en général à préférer, ce n'est pas obligatoirement un avantage d'un point de vue économique. Sur un site très venté il sera peut être plus judicieux économiquement d'utiliser une éolienne avec un plus petit rotor (donc un facteur de capacité plus faible qu'avec un rotor plus grand) mais qui sera moins chère.

### 2.2.5. Composants de l'éolienne

Les éoliennes peuvent être à axe vertical ou horizontal, comporter des rotors de 1 à 20 pâles, avoir une capacité allant de quelques watts à plusieurs mégawatts, comporter ou non un multiplicateur, une génératrice à courant continu ou à courant alternatif. Il n'y a pas de modèle général, mais les éoliennes à trois (03) pales face au vent sont les plus répandues.

#### 2.2.5.1. Les pâles du rotor

Les pâles extraient l'énergie du vent. Elles « capturent » ce dernier et convertissent son énergie motrice en rotation du moyeu. Le moyeu, en fonte ou en acier moulé, est le centre du rotor. C'est sur lui que sont fixées les pâles. Il redirige l'énergie des pâles vers la génératrice. Si l'éolienne est équipée d'un multiplicateur, le moyeu est connecté à l'arbre lent de ce dernier et l'énergie du vent est convertie en énergie de rotation. Si elle est en revanche à entraînement direct, le moyeu transfère l'énergie directement vers la génératrice annulaire.



### **2.2.5.2. La nacelle**

La nacelle abrite toute la machinerie permettant le fonctionnement de l'éolienne, elle est fixée au mât par des roulements. Elle comporte le système de transmission constitué des éléments suivants : l'arbre du rotor avec roulement, le multiplicateur (absent sur les éoliennes à entraînement direct), le ou les freins, l'accouplement, la génératrice, l'électronique de puissance, le système de refroidissement/de réchauffement et une petite grue.

Le rôle du multiplicateur est de faire correspondre les vitesses de rotation entre le rotor à marche lente (18-50 tour/minute) et la génératrice à marche rapide (en général 1 500 tour/minute). Les multiplicateurs possèdent ordinairement plusieurs étages leur permettant de s'adapter aux différentes conditions de vent.

- ✓ La génératrice de l'éolienne convertit l'énergie mécanique en énergie électrique. Une distinction est généralement faite entre génératrices synchrones et asynchrones. Comme mentionné plus haut, les génératrices annulaires multipolaires à marche lente n'ont recours à aucun multiplicateur.
- ✓ Il existe généralement deux types de freinage : les systèmes de freinage aérodynamique et les systèmes mécaniques.
- ✓ La disposition des composants à l'intérieur de la nacelle peut varier légèrement selon le fabricant.

### **2.2.5.3. Le Mât**

Le mât d'une éolienne est en béton, en métal ou en bois ; il peut également être fabriqué dans une combinaison de ces matériaux.

Les plus grandes éoliennes possèdent une tour tubulaire en acier construite par sections.

La plupart de ces mâts sont généralement constitués de deux à quatre sections de 20 à 30 mètres chacune et munies d'une bride aux deux extrémités. Elles sont assemblées par des boulons sur le site même.

Des tours en béton peuvent être dressées avec des tronçons tout spécialement conçus assemblés directement dans le parc éolien. La fabrication des tronçons a, quant à elle, entièrement lieu dans une usine de préfabrication du béton. Il est également possible de construire la tour entièrement sur le site en ayant recours à un coffrage grim pant (la technique du «béton coulé sur place»). Les travaux sont cependant fréquemment interrompus lorsque la température est trop basse (en hiver).

### **2.2.6. La courbe de puissance des éoliennes**

Les deux (02) graphiques suivants représentent les courbes de puissance d'une éolienne à pas variable et d'une éolienne à pas fixe. Le vent une fois parvenu à la vitesse de démarrage, les deux éoliennes commencent à générer de l'électricité. La puissance de chaque éolienne augmente avec rapidité et lorsque la vitesse du vent s'approche de la vitesse nominale, la limitation de puissance est activée. Dès que la puissance nominale de la génératrice est atteinte, la puissance de sortie de l'éolienne cesse de croître. À partir de là, les éoliennes à pas variable voient leur courbe de puissance s'aplatir ou presque ; celle des éoliennes à pas fixe varie.

Dans les deux cas, les courbes ne dépassent jamais la puissance nominale de la génératrice. Si la vitesse du vent devient trop élevée, les éoliennes s'arrêtent automatiquement (vitesse de coupure). Une fois que la vitesse de coupure est atteinte, les éoliennes à pas variable font pivoter leurs pales dans la direction de la girouette et les éoliennes à pas fixe appliquent un freinage aérodynamique.

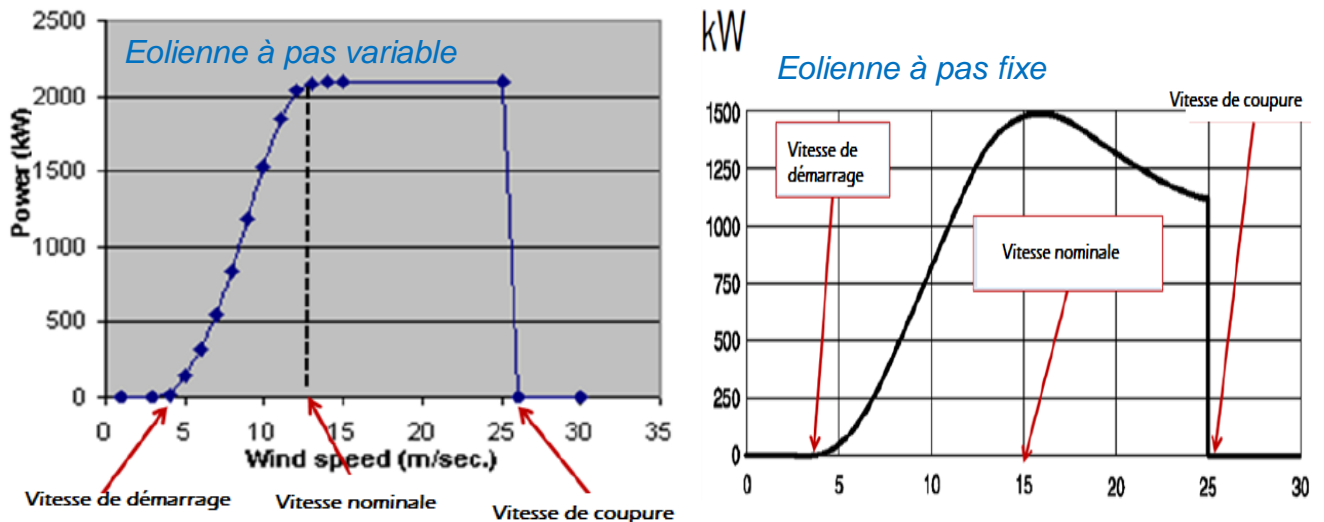


Figure 2.2 : Courbes de puissance d'une éolienne à pas variable et à pas fixe.

### 2.3. Outils utilisés pour l'étude

Pour l'étude, différents outils ont été utilisés.

#### 2.3.1. Logiciels de Système d'Information Géographique (SIG)

Un SIG est un ensemble organisé de matériels informatiques, de logiciels, de données géographiques et de personnel capable de saisir, stocker, mettre à jour, manipuler, analyser et présenter toutes formes d'informations géographiquement référencées.

Un SIG intègre toutes les fonctionnalités d'un système de gestion de bases de données (analyses statistiques, requêtes...) et s'applique dans un environnement géo-référencé, pour la visualisation (sous la forme d'image assimilée le plus souvent à une carte) et l'analyse. P.A Burrough (1986) distingue quatre fonctionnalités de base d'un SIG :

- (i) Saisir des données (numérisation) ;
- (ii) Stocker des données (base de données graphique et tabulaire) ;
- (iii) Analyser des données (requêtes, modélisations, simulations) ;
- (iv) Sortir des données (cartes, tableaux, graphiques, exportation et transferts de fichiers).

##### 2.3.1.1. MapInfo

Créé dans les années 1980 aux États-Unis, Mapinfo professionnel (application de Pitney Bowes Business Insight) est une solution cartographique géo-décisionnelle qui permet d'accéder, créer, modifier, croiser, représenter, analyser et diffuser des données. [25]

Ses avantages sont :

- ✓ *Gain de temps et de ressources grâce à l'optimisation du contrôle des couches réduisant le nombre de clics et permettant de mieux gérer son espace de travail,*
- ✓ *Réduction des coûts grâce à un accès renforcé aux données,*
- ✓ *Support d'une grande variété de standards de données, y compris Oracle, PostGis et Microsoft SQL Server 2008,*
- ✓ *Création de cartes plus attrayantes facilitant les décisions,*

### **2.3.1.2. Global Mapper**

Application SIG (développée par Blue Marble Géographics : Etats-Unis) accessible et facile à utiliser, elle donne accès à un éventail de jeux de données spatiales et fournit un bon niveau de fonctionnalités pour satisfaire à la fois les professionnels des SIG expérimentés et les utilisateurs débutants. Aussi bien adapté comme un outil de gestion de données spatiales autonome et comme une partie intégrante d'un SIG d'entreprise à l'échelle, Global Mapper est un indispensable pour tous ceux qui traitent avec des cartes ou des données spatiales.

Ses avantages sont :

- ✓ *Abordable et facile à utiliser dans les SIG,*
- ✓ *Prend en charge plus de 250 formats de données spatiales,*
- ✓ *Module de LiDAR en option pour le traitement avancé,*
- ✓ *Tire parti de la puissance de la bibliothèque de GeoCalc avec la nouvelle barre d'outils,*
- ✓ *Comprend toutes les fonctionnalités précédemment trouvées dans l'énergie Mapper® mondial*
- ✓ *Un soutien technique inégalé et gratuit*

### **2.3.2. Logiciels éoliens**

Les vents de surface, présentant le plus grand intérêt pour la récupération de l'énergie éolienne, sont très fluctuants, ils présentent des irrégularités spatiales et temporelles, et varient considérablement (vitesse et direction) en tout lieu et suivant les jours.

Ces vents, sont influencés directement par d'autres paramètres de surface, il s'agit de :

- la rugosité du terrain,
- la topographie,
- les obstacles naturels et artificiels.

Comprendre les risques et incertitudes liés aux projets éoliens est essentielle pour assurer une planification fiable et efficace. Ainsi les parcs éoliens sont des investissements substantiels, plus tôt que l'évaluation des risques des étapes clés a lieu, le plus il sera facile d'éviter des développements indésirables plus tard, réaliser des économies considérables à long terme.

Les logiciels d'estimation et de modélisation du vent ont été développés et sont utilisés pour évaluer au mieux le comportement du phénomène dans toutes ses dimensions.

#### **2.3.2.1. WAsP 'Wind Analysis and application Program'**

Introduit en 1987, après plusieurs années de travaux de développement, Wasp a été employé pendant plus de 25 ans dans l'énergie éolienne météorologie et de l'industrie de

l'énergie éolienne, et est devenu le logiciel PC standard de l'industrie pour l'évaluation de la ressource éolienne et l'emplacement des éoliennes et des parcs éoliens.

WAsP est commercialisé comme une licence mono-utilisateur. Actuellement, plus de 4300 utilisateurs dans plus de 110 pays et territoires ont utilisé WAsP pour la production du parc éolien, la Micro-implantation d'éoliennes, et la cartographie des ressources du vent.

Wasp traite les statistiques des données vent (vitesse et direction) et les extrapolations horizontale et verticale de ces données. Il contient un ensemble de modèles physiques pour calculer les effets des obstacles, de la rugosité du sol et de la topographie sur l'écoulement du vent.

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.

A l'origine, ce logiciel avait été conçu pour des applications sur des terrains plats, mais les dernières versions ont été améliorées.

<b>Editeur</b>	<b>Pays</b>	<b>Version</b>	<b>Environnement</b>
Wind Energy Department at Risø National Laboratory (DTU Wind Energy)	Danemark	11	Windows 2000, XP, Vista et 7

Wasp est constitué de plusieurs modules, à savoir :

- ✓ **WAsP CFD** : approche fondamentalement nouvelle pour Computational Fluid Dynamics (CFD) pour l'évaluation de la ressource éolienne en terrain complexe.
- ✓ **WAsP Engineering (WEng)** : estimation de la vitesse extrême du vent, le cisaillement du vent, des angles d'inclinaison de l'écoulement, profils de vent et de la turbulence en terrain peu complexe.
- ✓ **Windfarm Assessment Tool (WAT)** : WAT facilite CEI 61400-1 évaluation parc éolien basée sur une combinaison des résultats Weng et de guêpes. Des fonctionnalités supplémentaires sont: évaluation des ajoutées turbulence de sillage, le soutien à la gestion du secteur du vent, grille compression et nécessité de calibration du site avant que les mesures in situ puissance-performances.
- ✓ **Fuga** : nouveau modèle de sillage pour l'estimation large de la ressource éolienne. Il est mis en œuvre comme un programme Windows avec une interface utilisateur graphique.
- ✓ **WAsPDownscaling** : réduction d'échelle pour la généralisation des données à méso-échelle WRF aux fichiers vent atlas WASP (\* .lib), qui peut ensuite être appliquée dans WAsP (et WindPRO et WindFarmer) pour les calculs microscopique des ressources éoliennes.

### **2.3.2.2. WindFarmer**

Développé pour faciliter la conception de parcs éoliens et maximiser la puissance produite, tout en minimisant l'impact environnemental. Ses utilisateurs ont l'avantage concurrentiel et la précision de plus de 26 ans d'expert énergie éolienne savoir-faire.

WindFarmer importe des fichiers de données des ressources éoliennes à partir d'une large gamme de modèles de flux, y compris le nouveau WAsP CFD. En terrain complexe, le terrain boisé ou sur les sites où la stabilité atmosphérique est importante, le résultat peut être une amélioration significative sur les approches classiques

Windfarmer est constitué de plusieurs modules, à savoir :

- ✓ **Energie** ; cœur de WindFarmer. Avec les capacités fondamentales nécessaires à la conception professionnelle du parc éolien. Les principales caractéristiques sont un rendement complet, détaille calcul énergie, analyse de l'incertitude, la modélisation du bruit, des fonctions de cartographie et une mise en page puissant optimiseur automatique.
- ✓ **Visualisation** ; Le module de visualisation vous permet de modéliser et de démontrer l'impact visuel de votre parc éolien avant qu'il ne soit construit. Il comprend l'analyse des zones d'influence visuelle, une représentation virtuelle, voler à travers, photomontages et examen de stations radar.
- ✓ **MCP** ; fournit tous les outils pour l'évaluation de vos données de vent mesurées. Les séries chronologiques de données peuvent être importées nettoyé, tracée, documenté et ensuite corrélé aux données à long terme des ressources éoliennes.
- ✓ **Turbulence** ; fournit à l'utilisateur sophistiquée avec un niveau avancé de modélisation de l'écoulement du vent, la performance de la turbine et la turbine de chargement dans un parc éolien.
- ✓ **Finance** ; conçu pour permettre à l'utilisateur d'intégrer des évaluations financières complètes de projets d'énergie éolienne avec la phase de conception du projet. Les utilisateurs peuvent importer leur propre modèle financier ou utiliser le modèle financier inclus dans le forfait.
- ✓ **Electrique** ; pour concevoir le schéma électrique d'un parc éolien.
- ✓ **Ombre** ; calcule l'apparition de scintillement de l'ombre à un récepteur ou sous la forme d'une carte pour votre éolienne plan de la ferme et de la topographie. Les turbines provoquant intervalles de scintillement et de temps ombre d'occurrence peuvent être identifiés.

### Nouvelles fonctionnalités de la version 5.3 WindFarmer

- ✓ La modélisation de réveil ultra-rapide
- ✓ Augmentation de la disponibilité de la mémoire - modèle grands parcs éoliens
- ✓ Soutien des rapports standard TR6.

Editeur	Pays	Version	Environnement
DNV-GL	Norvège	5.3	Windows XP , Vista et 7

### 2.3.3. Logiciels pour le calcul technico-économique Excel et RETScreen

RetScreen est un outil d'aide à la décision développé pour évaluer la production et les économies d'énergies, le coût, les réductions des émissions, la viabilité financière et le risque de différentes technologies d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique.

Logiciel de gestion d'énergies propres (renouvelables et de cogénération), analyse de faisabilité de projets d'efficacité énergétique, ainsi que pour l'analyse de la performance

énergétique en continu. Le logiciel (disponible en plusieurs langues) inclut des bases de données de produits, de projets, de comparaison, hydrologiques et climatiques, un manuel de l'utilisateur, ainsi qu'un cours de formation de niveau collégial et universitaire basé sur des études de cas, incluant un e-Manuel d'ingénierie.

RETScreen est composé des modules suivants

- ✓ **RETScreen 4** est un outil d'analyse de projets d'énergies propres **basé sur Excel** qui aide les décideurs à déterminer rapidement et à peu de frais si un projet d'énergie propre est financièrement et techniquement viable.
- ✓ **RETScreen Plus** est un outil de gestion énergétique basé sur Windows qui aide les propriétaires de projets à vérifier facilement le rendement énergétique de leurs installations sur une base continue.

Editeur	Pays	Version	Environnement
RETScreen international	Canada	203	Windows XP

## 2.4. Définition de quelques termes économiques

### 2.4.1. Coût moyen Actualisé d'électricité (Levelised Cost Of Electricity ; LCOE) :

Le prix à partir duquel l'électricité produite à partir d'une source spécifique devient rentable. Il s'agit d'une évaluation économique du coût de production de l'électricité d'une filière technologique donnée en incluant tous les coûts sur la durée de vie de l'installation : investissement, coûts de fonctionnement et de maintenance (O&M), coûts du carburant, coût du capital. Il est calculé selon la formule suivante :

### 2.4.2. Valeur Actuelle Nette (VAN)

Un projet ne doit être mis en œuvre que si sa valeur actuelle nette, définie comme la somme actualisée des flux futurs (cash flow), est positive. [26]

### 2.4.3. Taux de Rentabilité Interne (TRI)

TRI = taux d'actualisation pour lequel la VAN s'annule.

### 2.4.4. Taux d'actualisation

Il s'agit du taux de rentabilité que le projet doit « battre ». Ce dernier peut être défini en utilisant deux types de méthodes. La première prend comme référence la rentabilité économique de l'entreprise, et la deuxième son coût de financement. [27]

## 2.5. Conclusion

L'industrie de l'éolienne a connu des progrès remarquables, ce progrès s'est accompagné par le développement des logiciels utilisant cette énergie, que ce soit en amont : de l'étude, la conception et l'évaluation du vent ou bien en aval par le développement des performances de machines et équipements.

La plus part des logiciels spécialisés intègrent généralement les modules relatifs à : l'analyse du gisement de vent, les effets de sillage, la production énergétique nette annuelle, le bruit, etc...).

Ces outils ont l'avantage de pouvoir produire rapidement des résultats fiables et suffisants dans la plupart des situations. Les modules photomontage de ces logiciels intègrent les fonctions suivantes :

- prise en charge d'une topographie numérique,
- paramétrage de la géométrie des éoliennes,
- paramétrage des conditions d'éclairement et des matériaux des éoliennes,
- création de vues filaires et photo-réaliste en superposition avec une photographie
- prise en charge de la rotondité terrestre,
- création de vues animées et animations 3D (en fonction des modules),
- création de carte d'influence visuelle (ZVI),
- cartographie et analyse des ombres projetées,

## Chapitre 3 : Aspects techniques-Etudes et optimisation

### 3.1. Introduction

Le présent chapitre concerne l'étude des aspects techniques de la ferme éolienne à implanter dans la région d'Adrar.

Pour cela, l'identification du meilleur site éligible à l'implantation d'une ferme éolienne dans la région, en tenant compte, à priori des contraintes géographiques de terrain et de ses potentialités énergétiques. A cet effet, les fonctionnalités des outils de SIG (Mapinfo et Global Mapper ont été utilisé par superposition des cartes contenant les données et informations spatiales du terrain telles que les réseaux, infrastructures, zones naturelles et artificielles, .. ainsi que celles du potentiel éolien, à savoir la carte des vitesses moyennes du vent. En seconde lieu une étude technique détaillée du potentiel énergétique du micro climat identifié, à travers le traitement et l'analyse des données du vent de la station la plus proche a été effectuée. Ceci a permis l'estimation de la production d'énergie en tenant compte de la topographie, la rugosité et des obstacles, et enfin l'optimisation de l'emplacement des aérogénérateurs sur la base d'hypothèses concernant la configuration de la ferme. Pour effectuer ce travail, les fonctionnalités des outils de Wasp et de WindFarmer ont été utilisées.

### 3.2. Identification de la région d'étude

En premier lieu, la délimitation de la région d'étude a été effectuée. Le motif ayant conduit à cette délimitation est purement technique en raison de la disponibilité du réseau électrique (HT) 220kV du Pôle In-Salah Adrar Timimoun (PIAT). Il s'agit d'une zone qui s'étend sur une surface de 500kmX500km dont les coordonnées sont les suivantes :

Longitude : entre 1.7°W et 3.37°E et Latitude : entre 25.5°N et 30°N.

En figure 3.1 est représenté la région d'étude.

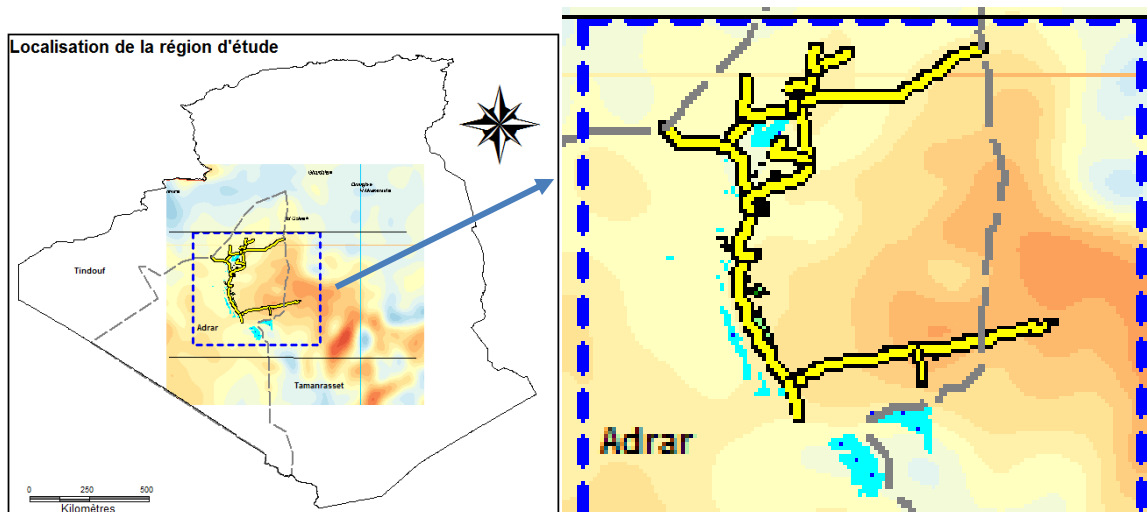


Figure 3.1 : Carte de délimitation de la région d'étude

Pour cela, les différents logiciels utilisés sont Google Earth pour :

- la visualisation des données relatives à l'occupation des sols,
- les ouvrages de Sonelgaz (réseaux et postes de transformation)
- les infrastructures de transport (route nationale, rail, .....



- les ouvrages de Sonatrach (pipeline), [28]
- et la ressource éolienne représentant la vitesse moyenne annuelle du vent à 50m Carte (Période 2001-2010 de vent de l'ONM), [29]

### **3.2.1. Méthodologie**

Pour la préparation des données nécessaires au choix du site d'implantation de la ferme éolienne et en raison de l'indisponibilité de cartes directement utilisables par MapInfo, les cartes nécessaires à l'étude ont été produites. Les étapes suivantes ont été effectuées, à savoir :

- Vectorisation à partir de Google Earth de tous les réseaux (électrique, routier, ), importation par Global Mapper des fichiers (.kml) et exportation des cartes vers Mapinfo.
- Utilisation de MapInfo pour géo-référencer la carte des Pipelines et gisement de Sonatrach et celle du vent annuel moyen de l'ONM à partir d'un format image (.tif), en effectuant un calage de quatre (04) points de chaque carte.

La vectorisation nous a permis de produire les cartes de ce qui suit :

#### ***Infrastructures énergétiques :***

- Réseau et postes électriques GRTE-Sonelgaz (*Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité-filiale de Sonelgaz*) du Pôle In Salah, Adrar, Timimoun (PIAT) qui s'étend sur plus de 580 km avec plus de 1300 pylônes (depuis le poste de Timimoun jusqu'au poste de In-Salah en passant par les postes : Kabertene, Adrar, Zaouiet Kounta, Regane et Aoulef).
- Réseau gaz (haute pression) de GRTG-Sonelgaz (*Gestionnaire du Réseau de Transport de Gaz-filiale de Sonelgaz*),
- Ferme éolienne de 10.2 MW de Kabertene.
- Réseau des conduites d'hydrocarbure 'Pipelines' gaz et de pétrole de Sonatrach
- Champs de gaz et de pétrole Sonatrach.

#### ***Infrastructures de transport :***

- Réseau routier, notamment la route nationale n°51, RN n°52 et RN n°06 ainsi que les chemins de wilaya desservant les localités et villages d'Adrar.
- Aéroports en nombre de quatre (04) : Timimoun, Adrar, Regane et In Salah.

#### ***Zones naturelles, agricoles et urbaines:***

- Sebkhass,
- Oasis et périmètres agricoles,
- Zones d'habitation telle que villes et villages,

### **3.2.2. Identification des zones Exclusions /Inclusions**

Afin d'éviter les contraintes de terrain (naturelles et artificielles), les zones d'exclusion et d'inclusion ont été identifiées.

**Zones d'exclusion :** Ce sont les zones dans lesquelles l'installation de la ferme éolienne sera exclue à priori, quelque soit le potentiel éolien disponible. Il s'agit entre autres :

- Le périmètre autour des aéroports, sur un rayon de quinze (15) km, ce périmètre est identifié par une nouvelle couche de dessin (intitulée Zone Exclusion) représentée par des cercles avec trame en couleur rouge.
- Les périmètres réglementaires (servitudes de 75m de part et d'autre) du réseau d'électricité et du gaz Sonelgaz et des conduites (gaz et pétrole) de Sonatrach, représentés par des couloirs de 150m de largeur dans la même couche de ZoneExclusion)
- Les champs (gaz et pétrole) de Sonatrach,
- Les zones humides telles que les Sebkhas. En effet, la région d'étude contient deux (02) zones humides, situées à Timimoun et à Tamentit, à savoir l'Oasis et foggara de Oued Said, l'Oasis et foggara de Tamentit et Sid Ahmed Timmi, inscrites en 2001 sur la liste de la convention de Ramsar des zones humides d'importance internationale entre 1982 et 2002 [30]. Les sebkhas de moins importance ont été délimitées aussi. Les zones d'habitation (villes et villages),
- Les zones agricoles (oasis, terres cultivées, ..)
- Les zones avec pente de plus de 45 degrés sont à exclure [31], cette condition sera appliquée sur la zone identifiée, pour ne pas alourdir l'application.
- Les zones sensibles et celles contenant des radars et/ou des stations de télécommunication (militaire et civile). Par manque d'informations, ces zones sont à exclure dans le cas où leur présence est confirmée.

**Zones d'Inclusion :** Ce sont les zones qui présentent un potentiel énergétique éolien intéressant et une surface suffisante pour l'installation de la ferme éolienne Parmi elles, on note :

- Le périmètre de quinze (15) km autour de chaque poste électrique, autour duquel un cercle en couleur vert sur une nouvelle couche de dessin (intitulée ZoneInclusion),
- Les zones proches du réseau électrique de Sonelgaz 220kV,

A signaler que les postes électriques (notamment les postes de distribution 30 kV) indique l'existence des centres de consommation, à savoir villes et villages.

### **3.2.3. Superposition des cartes**

La superposition de l'ensemble des cartes (couches), provenant de différentes sources a pu être faite, grâce au gé-référencement dans la même projection (longitude /latitude, datum : WGS84).

Pour cette étape, la carte de la vitesse moyenne du vent a été téléchargée pour servir de fond indiquant le potentiel éolien au niveau de la région d'étude.

La carte topographique intitulée Carte d'Afrique 1/500 000 (Sahara) ; In Salah NG-31-NO, établie par l'INCT, a été aussi téléchargée avec MapInfo et géo-référencée, pour servir de fond de carte dans la visualisation finale.

### **3.2.4. Résultats et discussion**

En superposant les deux (02) couches Zones d'exclusion et Zones d'inclusion, sur la carte des vents et en tenant compte de toutes les contraintes prédéfinies et cartographiées,

nous avons pu identifier quatre (04) sous régions, ayant très peu de contraintes et possédant un potentiel énergétique éolien important (vent annuel moyen supérieur à 6m/s). Il s'agit dans l'ordre décroissant des sous régions données au tableau 3.1 suivants.

<b>Pos.</b>	<b>Sous région</b>	<b>vent annuel moyen (m/s)</b>
1	Aoulef	7.0 à 7.2
2	Regane	6.6 à 6.8
3	Kaberten	6.4 à 6.6
4	Timimoun	6.4 à 6.6

**Tableau 3.1** : Zones identifiées pour fermes éoliennes

En comparant les quatre (04) zones, il apparait que celle d'Aoulef présente (sur un demi-cercle) les atouts suivants :

- Absence de contraintes de passage de réseau Gaz Sonelgaz, des conduites et des champs (gaz et pétrole) de Sonatrach,
- Très loin des sebkhas,
- En dehors des oasis, des périmètres agricoles et des villages,
- Existence d'un poste électrique 30 kV, et d'une ligne électrique 220kV
- Vent annuel moyen à 50m dépassant les 7m/s,
- Topographie plate, favorable avec altitude élevée par rapport aux alentours,
- Accès facile via axe routier important (route nationale),

En figure 3.2. est représentée la carte identifiant les zones les plus favorables à l'implantation de fermes éoliennes.

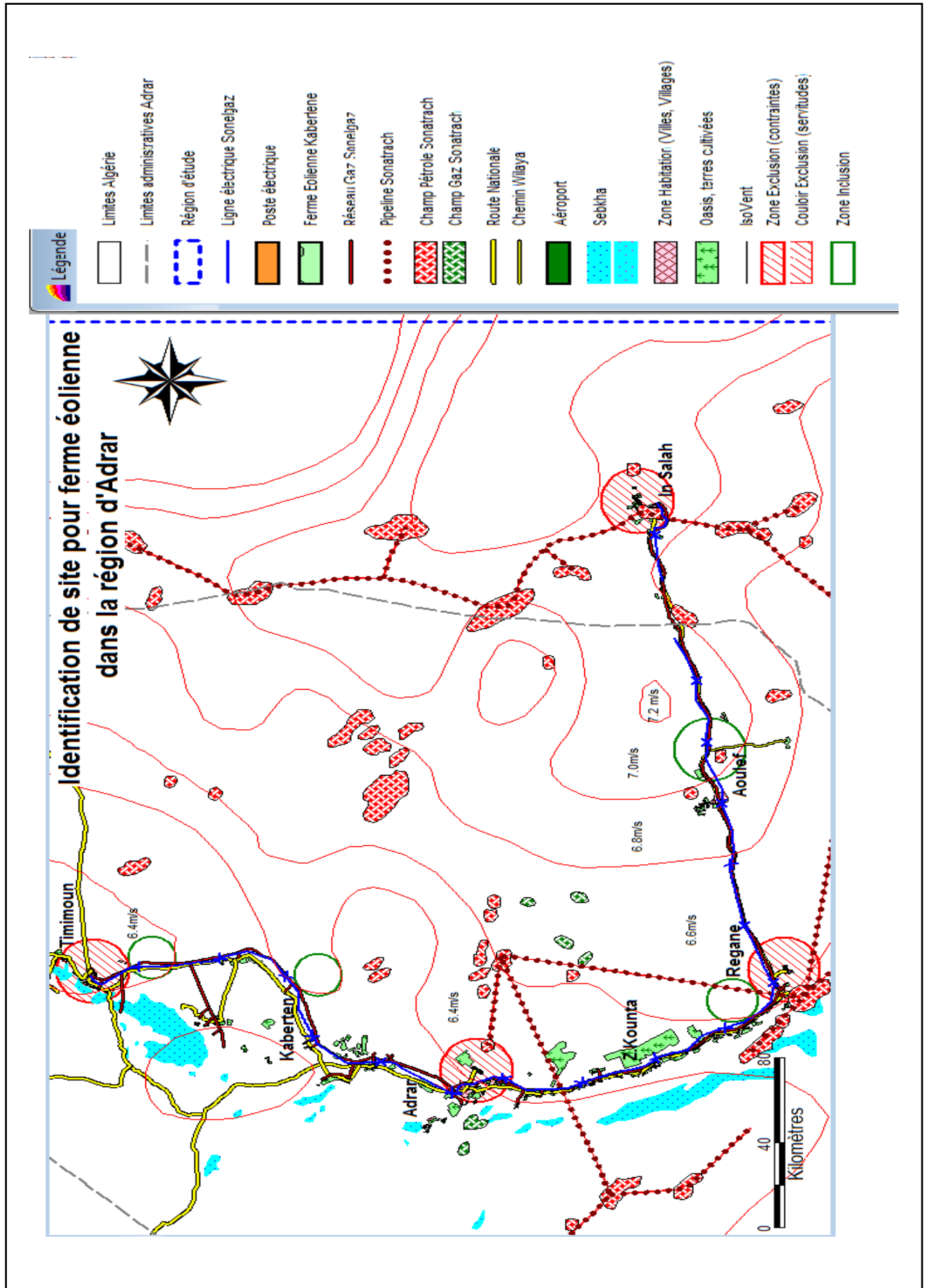


Figure 3.2 : Carte de superposition des couches pour identification de site éligible

D'autre part, on a relevé l'existence d'une zone très ventée à environ vingt (20) km au Nord Est du poste d'Aoulef (en dehors de la zone d'inclusion), sur laquelle le Vent annuel moyen à 50m dépasse les 7.2m/s. Ce site a suscité notre intérêt pour le retenir comme variante principale avec hypothèse de raccordement au réseau 220kV se trouvant à seulement treize (13) km.

### **3.3. Etude du potentiel énergétique**

Ce paragraphe consiste à l'estimation du potentiel énergétique éolien au niveau du site identifié précédemment.

Étant donné que la station la plus proche de la sous-région d'Aoulef est celle d'In-Salah, située à environ 100km à l'Est, les données de vent enregistrées par l'ONM, chaque (03) heures, sur la période 1981 à 1990 ont été utilisées. Elles ont servi à l'élaboration de l'atlas régional du vent couvrant toute la région, et la génération de la grille de ressource sous fichier 'Ressource Grid' (.WRG), requise par WindFarmer pour les calculs et l'optimisation.

#### **3.3.1. Description de la sous région d'étude**

Aoulef est une localité située au Sud Est de la Wilaya d'Adrar, sur la Route Nationale n°52 en allant vers In Salah.

Les sites identifiés se trouvent dans un rayon de 20-40 km à l'Est de la localité, sur des altitudes variant de 310 à 360m d'altitude (au dessus du niveau de la mer).

#### **3.3.2. Station de mesure d'In Salah**

La station de l'ONM qui est située proche de l'aéroport, est positionnée selon les coordonnées géographiques (Latitude/longitude) suivantes :

- Latitude : 27° 12'N
- Longitude : 02° 28' E
- Altitude : 268 m.

La hauteur de l'anémomètre étant de 10 m.

#### **3.3.3. Données de vent**

Pour estimer le potentiel énergétique éolien d'Aoulef, l'étude climatique a été établie à partir de mesures prélevées à In Salah, sur une période de dix (10) années allant de 01/01/1981 à 31/12/1990, récupérées au niveau de CDER.

Il s'agit des enregistrements des vitesses moyennes du vent et sa direction.

Le fichier original des données du vent disponible, se présente sous format Excel et est structuré en lignes et colonnes, regroupant des informations journalières de vitesse moyenne et de direction, avec un pas de trois (03) heures.

Les données ont été traitées sous environnement Matlab, pour être restructuré en trois (03) colonnes (date, vitesse et direction) et en regroupant pour chaque journée, les enregistrements des intervalles horaires l'un après l'autre. Ceci a permis l'établissement d'un fichier final, en format texte (.txt) pouvant être utilisé sous Wasp.

### 3.3.4. Etude climatique

#### A- A l'aide de l'outil Observer Wind Climate

L'étude climatique a pour but la génération de l'atlas éolien au niveau d'In Salah, et son extrapolation jusqu'au niveau d'Aoulef. Pour cela, l'outil Observer Wind Climate (OWC Wizard) de Wasp est utilisé pour établir le Wind Atlas de la région.

Le travail a été fait en introduisant les coordonnées géographiques de la Station d' In Salah, la hauteur de l'anémomètre, et le fichier de données vitesse et direction.

Les résultats obtenus (voir figure 3.3) sont sous forme de rose des vents, de paramètres de Weibull et de puissance éolienne disponible. En effet, on obtient les caractéristiques du vent d'In Salah dans un tableau où sont classés, pour chaque secteur, les paramètres de vent, à savoir, les fréquences, les paramètres de Weibull c et k, la vitesse moyenne U, et la puissance P.

Les valeurs obtenues, tous secteurs confondus, sont :

<b>C</b> = 5,3 m/s	(facteur d'échelle)
<b>K</b> = 1, 51	(facteur de forme)
<b>U</b> = 4,65 m/s	(Vitesse moyenne)
<b>P</b> = 177 W/m <sup>2</sup>	(puissance disponible)

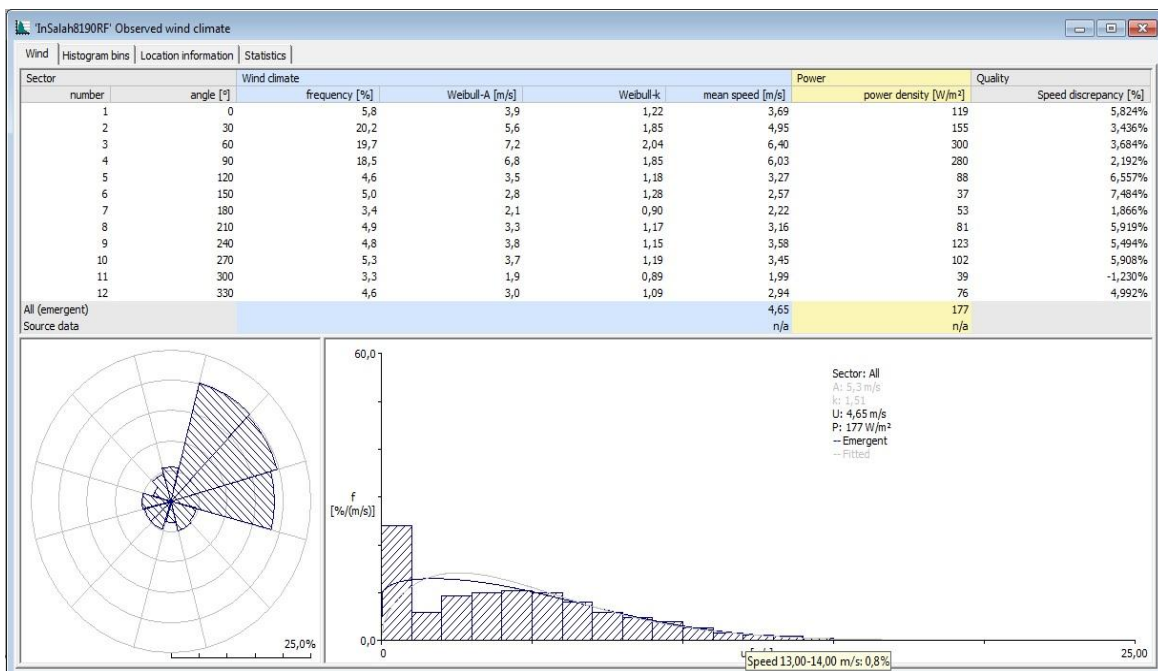
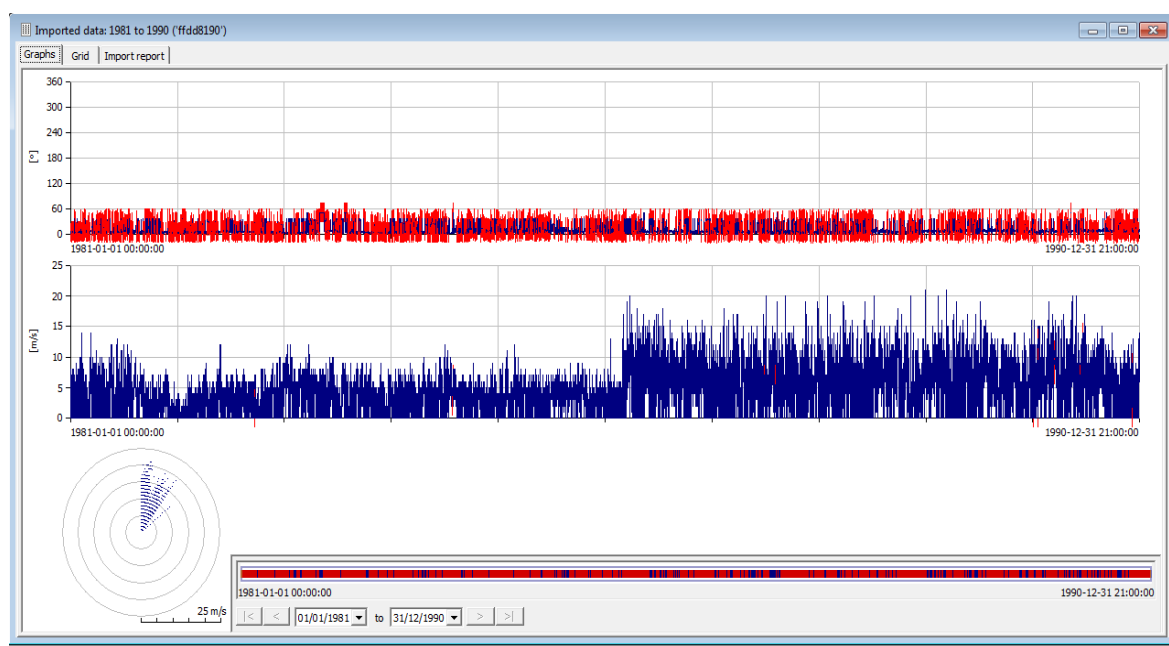


Figure 3.3 : Observed Wind Climate, données de vent d'In Salah.

#### B- A l'aide de l'outil Climate Analyst program

Les résultats sont à utiliser avec précaution, notamment dans le cas des études éoliennes servant pour la production d'énergie électrique, et ce vu que, celles utilisées sont anciennes et proviennent d'un anémomètre dont les informations relatives à l'étalonnage et le niveau de précision ne sont pas disponibles. Afin de vérifier la validité des données mesurées auprès de la station d'In Salah, un nouvel outil (Climate Analyst program) plus

puissant et plus flexible, disponible sous Wasp (version 11.0) est utilisé pour l'analyse rapide des données de vent. La figure 3.4 ci-dessous démontre la fenêtre obtenue.



**Figure 3.4 :** Climate Analyst program, données de vent d'In Salah

On constate une différence dans le comportement du vent (vitesse) de 1986 à 1990, où beaucoup de valeurs enregistrées dépassent les 10m/s alors que de 1981 à 1985, les vitesses dépassent rarement les 10m/s.

Cela est dû probablement soit :

- Au défaut de capteur (anémomètre de l'ONM) : étalonnage, remplacement,
- A l'environnement : obstacles autour de la station, dégagement,
- A un changement du comportement du vent (climat) éventuellement.

Toutefois, les valeurs obtenues, tous secteurs confondus, sont très proches des résultats obtenus par OWC:

Paramètres	Climate Analyst program	OWC
<b>C</b>	5,3 m/s	5,3 m/s
<b>K</b>	1, 52	1, 51
<b>U</b>	4,8 m/s	4,65 m/s
<b>P</b>	176 W/m <sup>2</sup>	177 W/m <sup>2</sup>

**Tableau 3.2 :** Paramètres du vent, données 1981-1990 de la station d'In Salah

Il est clair que l'utilisation des données de vent mesurées sur place (sur le site identifié), avec des capteurs fiables, reste la meilleure manière de l'estimation plus précise du potentiel énergétique éolien.

### 3.3.5. Données topographiques de la région

Le profil topographique entre la sous région d'Aoulef et la station de mesure ONM d'In Salah est présenté dans la figure 3.5 ci-dessous, il est établi à partir du MNT de la région à l'aide du logiciel Global Mapper. On remarque une faible variation de l'altitude de 200 à 400 m.

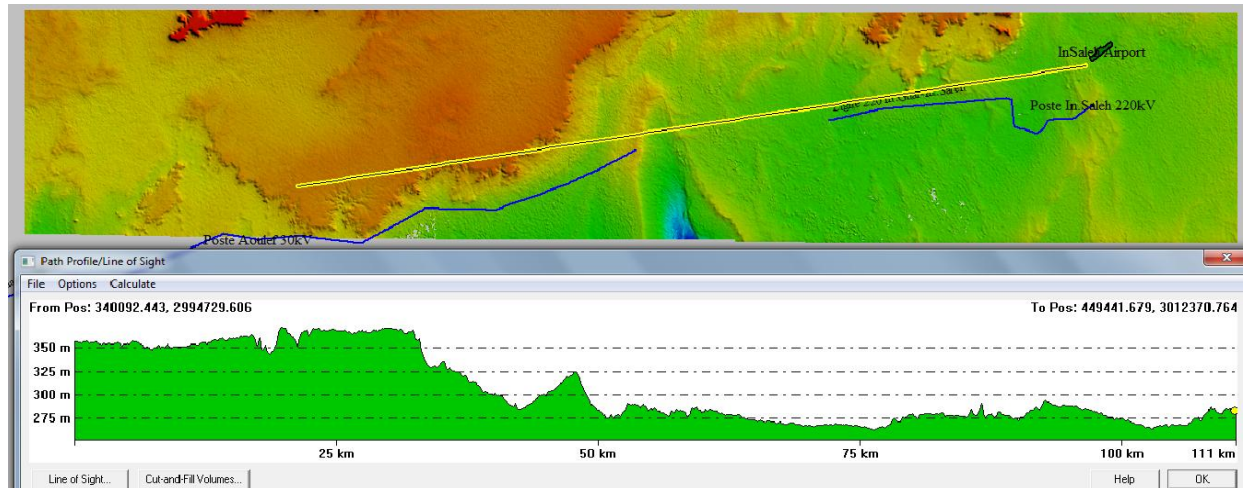


Figure 3.5 : Carte de relief et profil de la région d'étude

Le modèle numérique du terrain a été établi à l'aide de deux (02) planches (N27E001 et N27E002), téléchargées à partir des données topographiques générées par Shuttle Radar Topography Mission de la NASA (SRTM) en 2000). A l'aide de Global Mapper, le fichier de contours avec un intervalle de 10 m a été généré. Ce dernier est exporté vers le format Wasp Map Files (\*.map), via l'option Export Vector Data du menu File. Le fichier est représenté en figure 3.6.

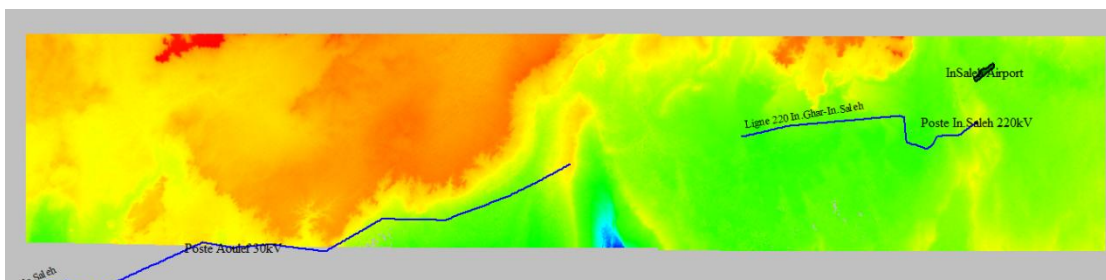


Figure 3.6 : Modèle Numérique de terrain de la région d'étude.

Les données de rugosité ont été vectorisées à l'aide de Windfarmer, en introduisant des valeurs différentes de rugosité à l'intérieur et à l'extérieur des zones vectorisées (digitalisées). Il s'agit des valeurs  $z_0$  (m), selon les valeurs fournis par la bibliothèque du logiciel.

- Zones sableuses : 0.003
- Zone d'habitation : 1
- Oasis : 1.5
- Aéroport : 0.02

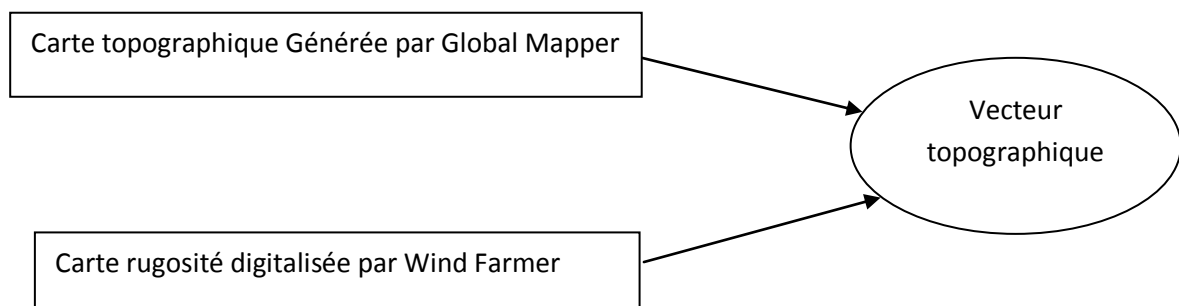
Les rugosités sont affectées selon la nature du sol.



$z_0$ [m]	Caractéristiques de la surface du terrain	Classe
> 1	Forêt d'arbres hauts	4 (1.5 m)
1.00	Ville	
0.80	Forêt	
0.50	Banlieue	
0.40		3 (0.40 m)
0.30	Brise-vents	
0.20	Beaucoup d'arbres et /ou broussaille	
0.10	Terrain agricole dense	2 (0.10 m)
0.05	Terrain agricole dégagé	
0.03	Terrain agricole avec peu de constructions et arbres	1 (0.03 m)
0.02	Zones d'aéroports avec bâtiments et arbres	
0.01	Pistes et taxiways d'aérodromes	
0.008	Herbe haute	
0.005	Terrain nu et (lisse)	
0.001	Surface de neige (lisse)	
0.0003	Surface de sable (lisse)	
0.0002		0 (0.0002 m)
0.0001	Plans d'eau (lacs, fjords, mer calme)	

**Tableau 3.3** : Nature du sol et classes de rugosités

La carte topographique et de rugosité ont été ouvertes et associées sous Global Mapper pour en produire une carte globale, qui servira comme table de travail par Wasp. Le schéma ci-dessous, présente la démarche suivi pour la production de la carte.



**Figure 3.7** : Schéma de la réalisation du vecteur topographique

Pour les données relatives aux obstacles autour de la station ONM d'In Salah. Ils ont été intégrés comme élément caractérisant la station :

#	$\alpha 1$	$R 1$	$\alpha 2$	$R 2$	$h$	$d$	$p.$
1	350	400	10	400	8	50	0.00
2	50	200	55	210	16	1	0.50
3	70	160	80	170	10	1	0.50
4	190	250	225	150	10	50	0.00

**Tableau 3.4** : Données des obstacles autour de la station d'In salah

Les caractéristiques de ces obstacles sont:

- La porosité de l'obstacle ( $p$ )
- La taille de l'obstacle ( $h$ ),
- La profondeur de l'obstacle ( $d$ ),
- L'angle d'ouverture de l'obstacle à la station météorologique ( $\alpha_1$  et  $\alpha_2$ )
- L'angle défini par la taille de l'obstacle ( $R_1$  et  $R_2$ )

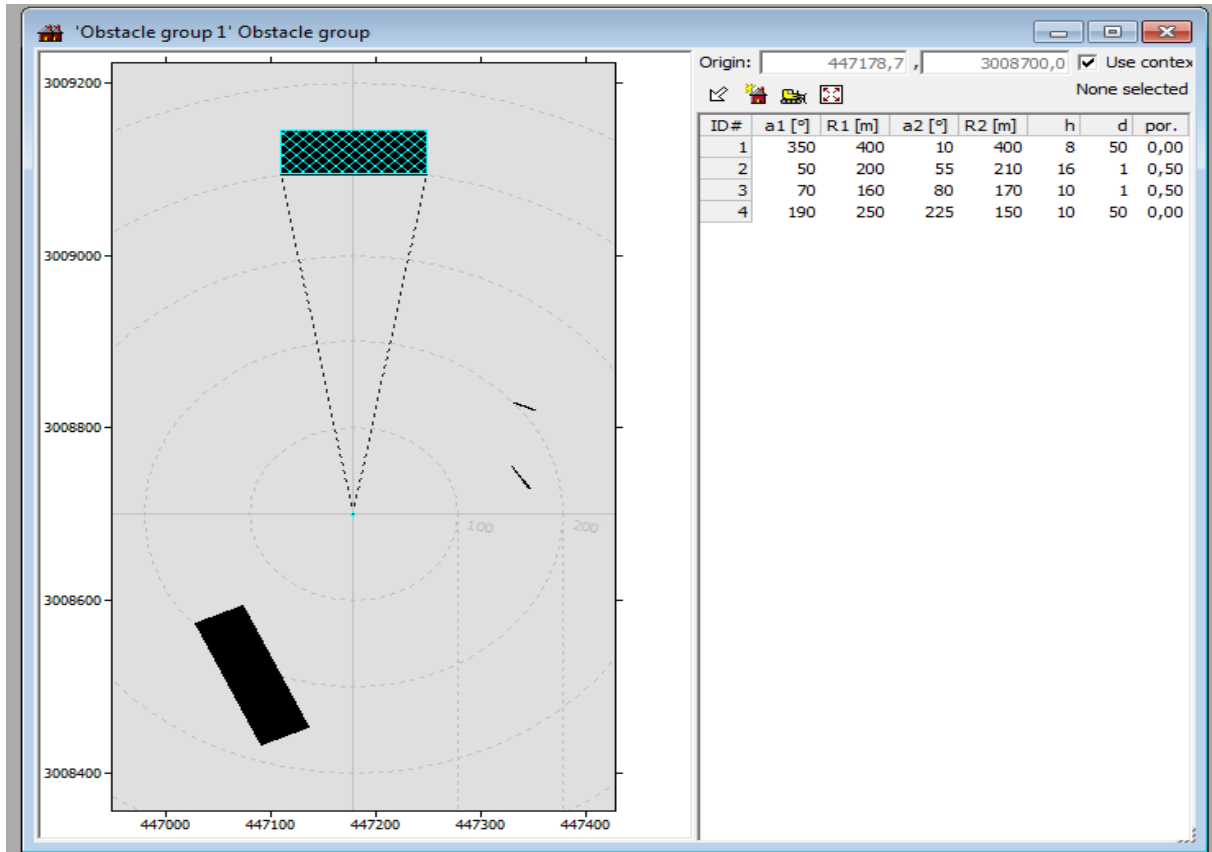


Figure 3.8 : Schéma représentant les les obstacles autour de la station ONM

Le terrain ainsi analysé 'terrain analysis (IBZ)', permet la visualisation de la vue ci-après représentant la densité de puissance, ainsi que l'ensemble des paramètres du terrain et du vent:

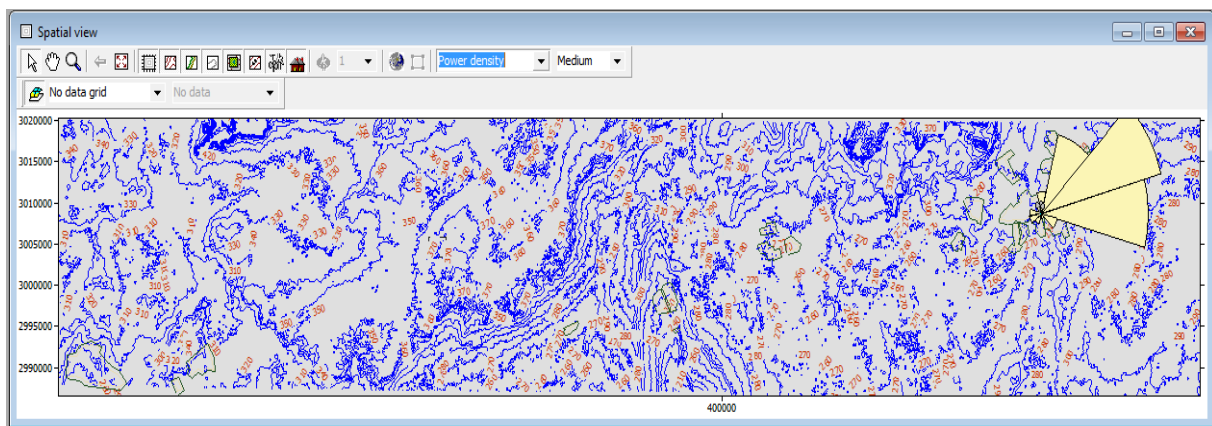


Figure 3.9 : Fenêtre de visualisation de la table 'Terrain Analysis'

L'Atlas régional 'Generalised Wind Climate', est établi sur la base des cartes et des données de vent, les données sont affichées selon cinq (05) niveaux de rugosité pour cinq (05) niveaux de hauteur.

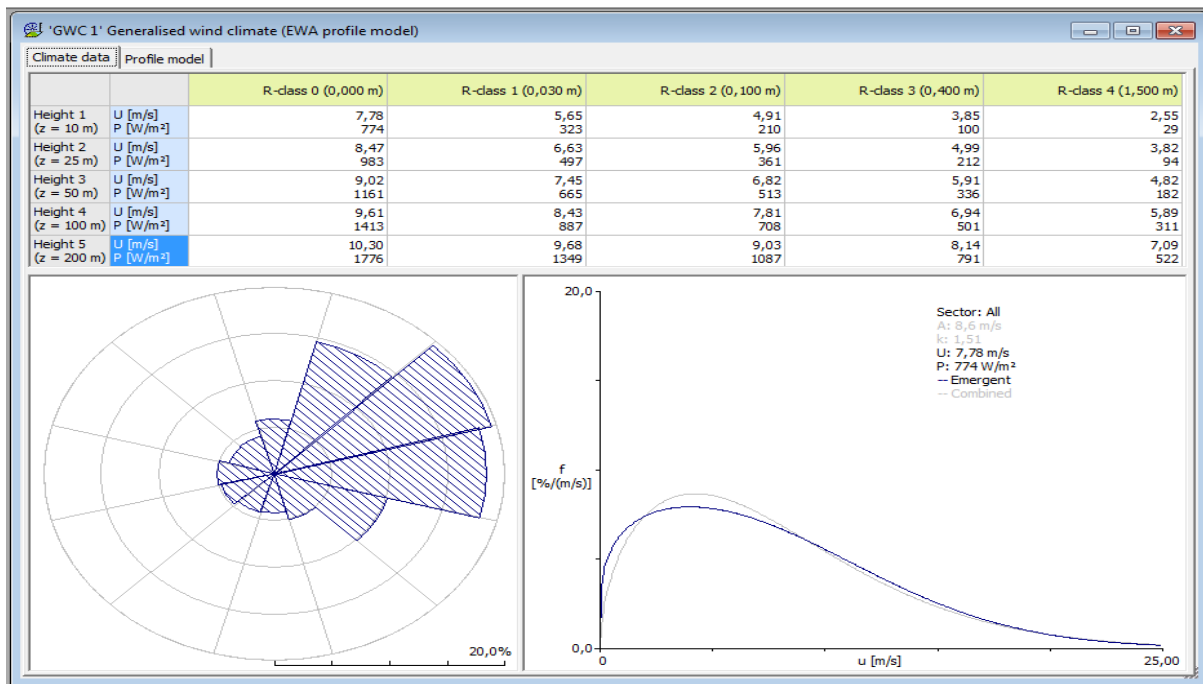


Figure 3.10 : Fenêtre de visualisation du 'GWC'

### 3.3.6. Préparation du maillage de la région

En dernier il faut préparer la grille des ressources énergétiques, qui est un maillage de préparation de la région d'étude. Elle permet le calcul des paramètres du vent à une hauteur choisie (paramètres de Weibull, vitesse moyenne, puissance, puissance annuelle récupérable,...) et en un endroit donné. La précision des calculs dépend de la taille de la maille choisie (résolution) : plus la maille est petite, plus les calculs sont précis. Pour le maillage d'une zone très vaste avec une résolution fine, le calcul prend un temps énorme.

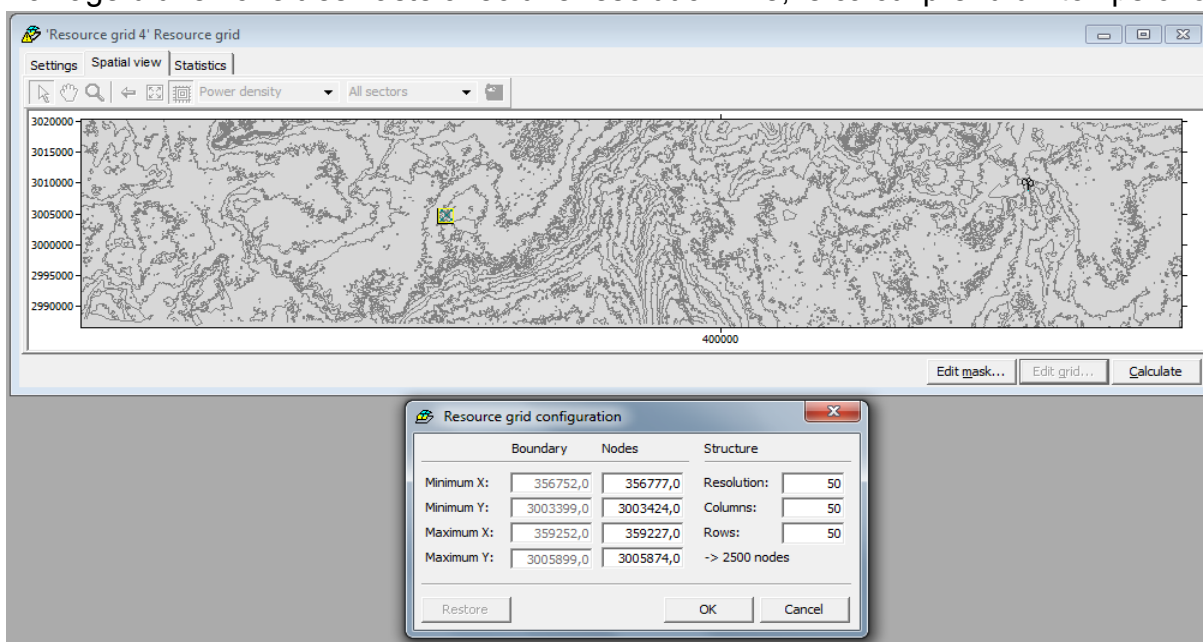


Figure 3.11 : Fenêtre de visualisation de la table 'Ressource Grid'

Il est à rappeler que le ressource grid donne l'énergie annuelle brute 'Gross Annual Energy Production' et ne tient pas compte des effets d'obstacles, ces derniers sont à introduire (au cas où ils existent) au niveau du site concerné par l'étude.

En tenant compte des résultats obtenus lors de l'étape d'identification du site, la ressource grid au niveau de trois (03) sites dans la sous région d'Aoulef a été établi, il s'agit de :

1. Site1 : situé à 32 km au Nord Est du poste 30kV d'Aoulef,
2. Site2 : situé à 07 km au Nord Est du poste 30 kV d'Aoulef,
3. Site3 : situé à 01 km au Nord Ouest du poste 30 kV d'Aoulef.

Cela a été fait en réduisant la surface de la grille à environ huit (08) km<sup>2</sup> afin de permettre un calcul rapide avec une résolution satisfaisante. Le critère de topographie a été pris en considération aussi, par la localisation de ces grilles au niveau des terrains et espaces étendus (surface suffisante pour une ferme de 40 MW) de même altitude, et ce en se basant sur la carte 'Vector map'.

Le motif ayant conduit à cette démarche est l'examen de plusieurs variantes, pour retenir la meilleure, en tenant compte des potentialités et avantages « distincts » pour chaque site en matière de production énergétique et de raccordement.

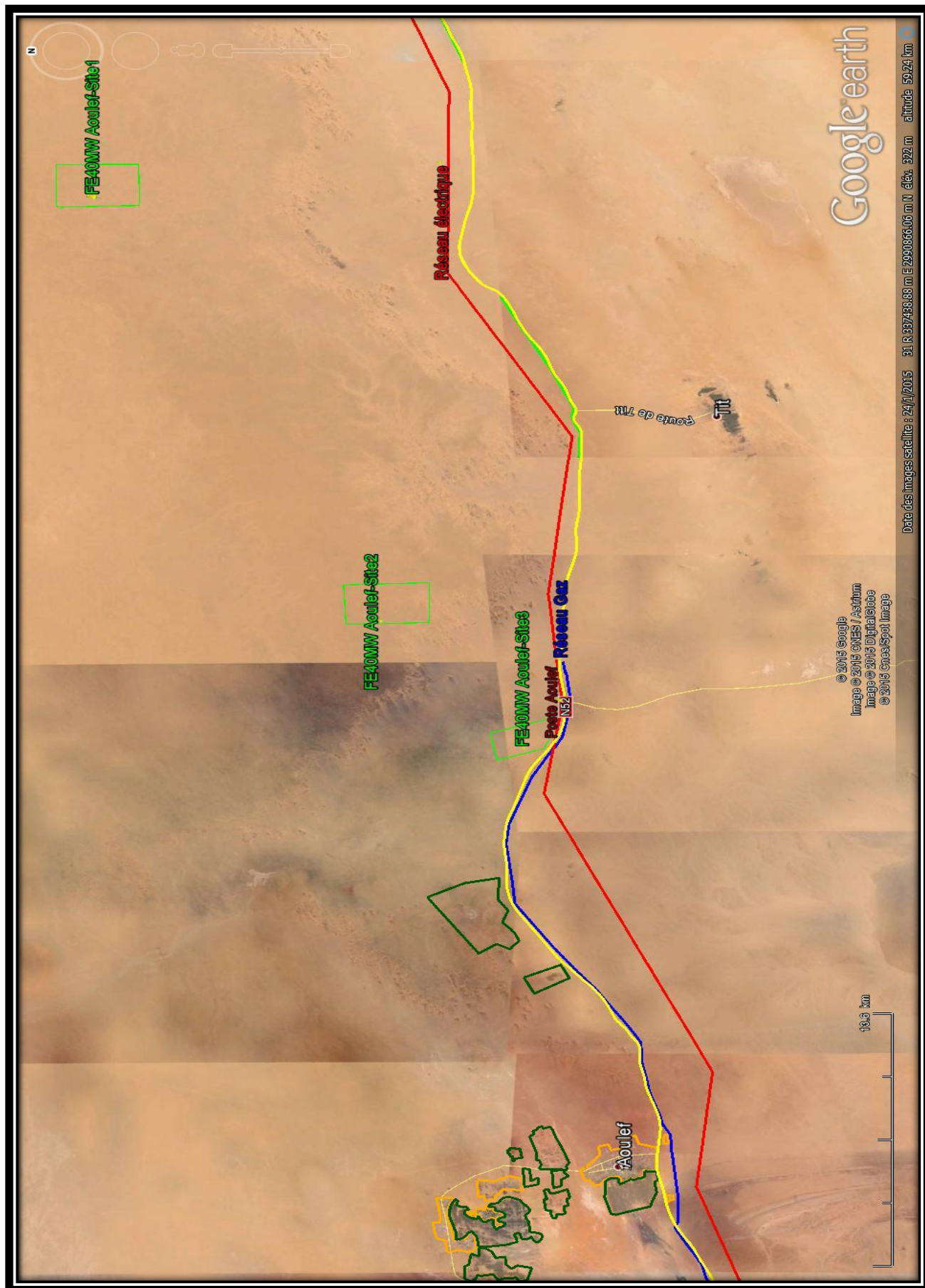


Figure 3.12 : Localisation des trois (03) sites dans la sous région Aoulef

### 3.4. Conception de la ferme éolienne

Afin de concevoir une ferme éolienne, destinée pour la production d'électricité injectée au réseau, il y a lieu d'estimer le potentiel énergétique éolien disponible au niveau de la zone identifiée. D'autres paramètres techniques et importants doivent être considérés. Il s'agit principalement de la configuration globale de la ferme (puissance totale, surface nécessaire, ..), du choix de la machine (puissance nominale de l'aérogénérateur, sa hauteur totale, ..), le raccordement (niveau de tension en MT ou HT, mode, distance par rapport au point de raccordement et longueurs des lignes, ...), et ce en tenant compte des conditions environnementales.

#### 3.4.1. Hypothèses de l'étude

Les hypothèses suivantes ont été retenues:

Désignation	Valeurs	Points considérés, Référentiel
<b>Machine (turbine)</b>		
Puissance totale de la ferme	30 à 50 (MW)	Programme EnR et taux d'intégration (acceptable) au réseau. Surface de terrain : 60 à 100 Hectares.
Puissance unitaire	2 à 3 (MW)	Disponibilité de la ferme (avantage des éoliennes de 2MW), Economie des échelles (*) (avantage des éoliennes de 3MW) : Contraintes de transport et de montage (**),
Nombre de machine	10 à 25	Facilité d'exploitation,
Diamètre du rotor	80 à 120 (m)	Surface balayée Longueur des pâles (contraintes de transport)
Hauteur du moyeu	80 à 100 (m)	/
Hauteur totale de l'éolienne (mât+pâle)	150 (m)	Rayon minimal de 150 m autour de l'éolienne (périmètre sécurité)
<b>Raccordement électrique pour évacuation de l'énergie</b>		
Poste électrique	30, 60 ou 220 (kV)	Raccordement à l'existant (ligne ou poste) le plus proche possible.
Ligne électrique	30, 60 ou 220 (kV)	Le raccordement via la HT assure plus de stabilité/à la MT.

**Tableau 3.5 :** Hypothèses de l'étude pour la conception de la ferme éolienne

(\*) Une grande éolienne produit normalement de l'électricité à un moindre coût qu'une petite. La raison pour cela est que les coûts de fondations, de construction, de raccordement au réseau et d'autres composants de l'éolienne (le système contrôle-commande, p.ex.) sont plus ou moins les mêmes, quelque soit la taille de l'éolienne.

(\*\*) Les composants (tour, nacelle et rotor), dont les hauteurs et les poids sont très importants nécessitent eux aussi des moyens de levage exceptionnelles (parfois non disponible au niveau nationale).

### 3.4.2. Configuration de la ferme éolienne

Sur la base du programme national des énergies renouvelables (version de 2011) qui prévoit l'installation d'une ferme éolienne de 50 MW dans la région d'Adrar à l'horizon 2017, et compte tenu de ce qui suit :

- Puissance du parc de production (conventionnel : turbines à gaz) : 600 MW (existant en 2015),
- Puissance en énergies renouvelables EnR : 53 MW en photovoltaïque et 10 MW en éolien à Kabertene (existant en 2015),

La puissance totale de la ferme est fixée à environ 40 MW. Ceci implique que la puissance totale des EnR sera de 103 MW, représentant ainsi un taux d'intégration de 17% (ce taux ne tient pas compte de la puissance programmée à l'horizon 2017).

C'est pour cela, que le niveau de puissance choisi reste acceptable et n'affectera pas à priori le réseau du PIAT. Il est d'ailleurs prévu de connecter ce dernier en 2017 au réseau national.

Un autre aspect a été pris en compte est celui relatif à la surface du site identifié, qui doit être suffisante (terrains vagues et plats) pour contenir toutes les unités de la ferme sur le même site et optimiser le câblage entre unités éoliennes.

#### A- Choix de la machine (aérogénérateur)

En consultant la bibliothèque des aérogénérateurs disponibles sous Wasp, certaines machines qui correspondent aux hypothèses ont été identifiées. En priorisant celles qui démarrent à de faibles vitesses les quatre (04) machines ci-après ont été sélectionnées :

- Nordex N90-2500 LS (hauteur du rotor 100m)
- Power Wind 90-2500 (hauteur du rotor 98m)
- Vestats 90-3,0MW VCS (hauteur du rotor 80m)
- Vestas V112-3,0MW (hauteur du rotor 84m)

Et en simulant la production annuelle de chacune sur le site<sup>1</sup> d'Aoulef (pris comme référence), nous avons retenu la V112-3.0 MW de (Vestas Danemark).

Le calcul du facteur de charge (FC) pour les quatre (04) machines, a montré que la V112 de 3 MW possède le FC le plus élevés (26%) par rapport aux autres qui varient entre 19% et 23%. (voir résultats en Annexe 1)

Les données de la machine sont données dans le tableau 3.6 suivant :

<b>Désignation</b>	<b>Valeur</b>	<b>Unité</b>
Type d'aérogénérateur	V112-3.0 MW	
Diamètre	112,0	m
Hauteur du moyeu	84,0	m
Nombre de pales	03	
Densité de l'air pour la courbe de puissance	1,225	kg/m <sup>3</sup>
Régulation de la puissance	Pitch	
Vitesse de vent de démarrage	3,0	m/s
Vitesse de vent d'arrêt	25,0	m/s

**Tableau 3.6 : Données de l'aérogénérateur Vestas V112-3.0MW**

La courbe de puissance est présentée ci-dessous

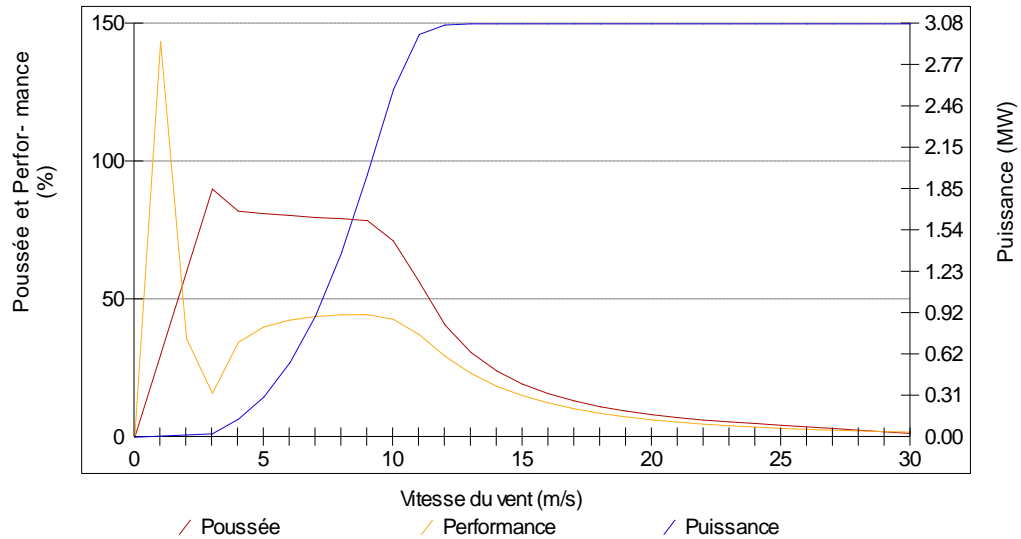


Figure 3.13 : Courbe de puissance de l'aérogénérateur Vestas V112-3.0MW

## B- Raccordement au réseau

Les projets de déploiement à grande échelle des éoliennes posent le problème de l'intégration de cette énergie intermittente dans le réseau. La puissance nominale des éoliennes varie comme la vitesse du vent au cube (une réduction de vitesse d'un facteur 2 produit une chute de puissance d'un facteur 8). [32]

Selon le GridCode Algérien, les énergies renouvelables sont soumises au régime spécial, ce dernier est défini comme suit : « L'organisation du marché, par dérogation au régime commun, pour l'écoulement normal d'un volume minimal d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables (et/ou) de système de cogénération, à prix minimal comme spécifié à l'article 26 de la loi (02-01 relative à l'électricité ». [33]

Le mode de raccordement n'est pas développé dans notre étude, le raccordement au réseau haute tension (HT) présentant plus de stabilité est retenu comme hypothèse.

## C- Conditions environnementales et impact sur le fonctionnement

### c.1 Températures

A des températures élevées les aérogénérateurs sont arrêtés automatiquement pour sécuriser les composants (notamment électriques). Dans ce cas précis, la machine choisie est disponible (en option) pour des températures extrêmes spécifiées dans la norme CEI 61400 (partie 1) édition 3.0 de 2005, cette dernière définit dans le point 6.4.2 (conditions d'environnement extrême) la plage de températures extrêmes pour les classes standards d'éoliennes, qui doit être au moins comprise entre  $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$  et  $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Ci-dessous en figure 3.14 les caractéristiques du constructeur de l'aérogénérateur Vestas112-3.0MW.



# V112-3.0 MW<sup>®</sup>

## Facts & figures

WIND CLASS	IEC IIA/IIIA	IEC S	WIND CLASS	IEC IIA/IIIA	IEC S
<b>POWER REGULATION</b>	pitch regulated with variable speed		<b>GEARBOX</b>	Multi stage (planetary + helical)	
<b>OPERATING DATA</b>			<b>TOWER</b>		
Rated power	3,075 kW	3,000 kW	Type	tubular steel tower	
Cut-in wind speed	3 m/s	3 m/s	Hub heights		
Rated wind speed	13 m/s	13 m/s	50hz:	84 m/94 m IEC IIA & 119 m/140 m IEC IIIA	84 m
Cut-out wind speed	25 m/s	25 m/s		94 m/119/140 m DIBt II & 94 m/119 m DIBt III	
Re cut-in wind speed	23 m/s	23 m/s	60hz:	84 m/96 m IEC IIA & IIIA	84 m
Operating temperature range:	-30° up to +40°*		<b>BLADE DIMENSIONS</b>		
*subject to different temperature options			Length	54.65 m	54.65 m
<b>SOUND POWER*</b>			Max. chord	4 m	4 m

Figure 3.14 : Extrait de la fiche technique de la machine, source Vestas

Suite à l'analyse des données météorologiques relatives aux fréquences par classe des températures maximales, enregistrées par ONM sur la période 1975-1984 au niveau de la Station d'In Salah, les conclusions suivantes ont été obtenues :

- Les températures supérieures à 45°C représentent 435 observations sur 3649, soit une moyenne de 43,5 jours/an représentant un ratio de 11,9 %. Elles s'étalent notamment de juin à septembre.
- En observant la fréquence par classe des températures du mois de juillet (pris comme référence), ces températures extrêmes (>45°C) surviennent de 12h à 18h, ce qui représente un quart (¼) de la journée.

[34]

On déduit que les températures dépassant les 45°C sur une période d'une année sont de l'ordre de ¼ des 43.5 jours, soit 10.8j/ans représentant un ratio de 2,97%, et ce dans le cas le plus défavorable, à savoir que la température >45% dure six (06) heures.

### c.2 Vents de sable

Les vents de sable peuvent être [35] :

**i-Tempête de sable (TS)** : chasse sable élevée avec critères bien définis tels que :

- Visibilité inférieure à un (01) km avec ciel invisible,
- Vitesse du vent plus souvent supérieure ou égale à 16m/s,
- Mode de transport des particules s'effectuant généralement par 'saltation'

**ii- Chasse sable (CS)**: ensemble de poussière ou de sable soulevé du sol au lieu même d'observation ou à distance, à des hauteurs faibles, par un vent suffisamment fort et tourbillonnaire. Il se caractérise par :

- Hauteurs inférieures à 1,80m (chasse sable basse ou modérée)

- Hauteurs supérieures à 1,80m (chasse sable élevée).

**iii- Brume de sable (BS):** résultat d'un soulèvement de particules beaucoup plus petites que les grains de sable, qui sont emporté très haut, le mode de transport des particules s'effectue par 'suspension-déposition'.

Dans le but d'évaluer la grandeur de ce phénomène météorologique, une analyse a été faite sur la base des données (disponibles) des occurrences de phénomènes, tirées des Bulletins Mensuel d'Information Climatologiques édités par l'ONM en 2008. L'analyse concerne six (06) mois de l'année 2008 (janvier, juin, juillet, août, novembre et décembre), pour la station d'In Salah. [36]

mois	janvier	juin	juillet	Août	novembre	décembre	Total (06 mois)
<b>Nombre jours avec Vents de sable</b>	16 (15 CS+ 01BS)	12 (11 CS+ 01BS)	09 (07CS+ 02BS)	07 (06 CS+ 01BS)	08 (08 CS)	11 (11 CS)	<b>63</b> jours

**Tableau 3.7 :** Occurrences des vents de sable à In Salah en 2008.

En considérant uniquement le nombre de jours avec Brume de sable dont les particules se soulèvent très haut, le nombre de jours avec ce type de vents de sable (BS) est de cinq (05) jours sur une période de six (06) mois, ce qui représente un ratio de 2,7% (10j/ans).

De ce fait, le vent de sable est un élément à considérer, vu qu'il a un impact direct sur les composants (notamment mécaniques), ceci peut être atténué soit par une protection (filtre, ..) ou bien par le choix d'une machine sans boîte à vitesse (multiplicateur), avec une génératrice synchrone (très lourde et très chère/asynchrone).

### Choix de la capacité de la ferme éolienne

Suite aux résultats obtenus, nous avons opté pour une ferme éolienne composée ainsi de treize (13) éoliennes de 3,08 MW chacune, ce qui donne une puissance totale de 40,04 MW.

Les éoliennes seront placées sur le terrain de 8km<sup>2</sup> (dont la ressource grid est calculée) en deux (02) lignes perpendiculaires à la direction des vents dominants.

### 3.5. Estimation de la production d'énergie

A l'aide de WindFarmer, le fichier des lignes de niveau de la zone d'étude est chargé, c'est le **Vector map** réalisé sous Global Mapper (et utilisé par Wasp pour la ressource grid), lors de cette étape la projection est déterminée, pour uniformiser les références spatiales en choisissant la projection UTM (Datum WGS84, zone 31 ; 6°E-Northrm Hemisphere). Le fichier de la ressource grid (.wrg) est ouvert avec comme choix, l'utilisation des distributions de Weibull pour les calculs.

Les frontières de la zone d'étude étant déterminées automatiquement, (en chargeant la grille de ressource), les treize (13) éoliennes sont positionnées manuellement en deux (02) lignes parallèles, face de la direction des vents dominants, avec une distance de séparation circulaire minimale de trois (03) fois le diamètre du rotor, dans la direction perpendiculaire à la direction dominante du vent, pour aérogénérateurs dans la même file et avec une distance d'entre 7-10 fois le diamètre entre différentes files d'aérogénérateurs.

Pour des besoins d'optimisation d'emplacement des aérogénérateurs, les paramètres concernés et leurs valeurs dans le panneau de contrôle ont été déterminés, il s'agit des paramètres d'optimisation ci-après :

- Capture énergétique, utilisation de la distance comme pénalité (1%) sur l'énergie pour chaque 1 km linéaire,
- Optimisation en intégrant les impacts visuels et acoustiques,
- Pente maximale du terrain à l'emplacement de l'éolienne (30 degrés) par rapport à l'horizontal,
- Distance de séparation circulaire minimale de (03) fois le diamètre du rotor,

La distance de 7 fois le diamètre entre les 02 rangées d'aérogénérateurs a été respectée.

Comme paramètre de calcul itératif, le nombre de boucle de 1000 avec un arrêt automatique si aucun changement n'est constaté dans les 100 dernières itérations.

Le programme permet en premier lieu le test de la légalité du parc éolien en vérifiant que la pente n'est pas trop grande, les éoliennes ne sont pas trop proches les unes des autres et les limites de bruits ne sont pas excédées.

En deuxième lieu, WindFarmer utilise, pour l'optimisation, un modèle stochastique d'optimisation pour maximiser la production énergétique du parc éolien tout en respectant les contraintes d'ingénierie, auditives et visuelles déjà déterminées.

Le modèle de sillage (Park Modifié) recommandé par le programme a été retenu, il est conçu pour mieux représenter l'influence d'un aérogénérateur ou d'une rangée sur les aérogénérateurs ou rangées suivantes.

Un rapport de synthèse peut être généré et stocké en fichier Word.

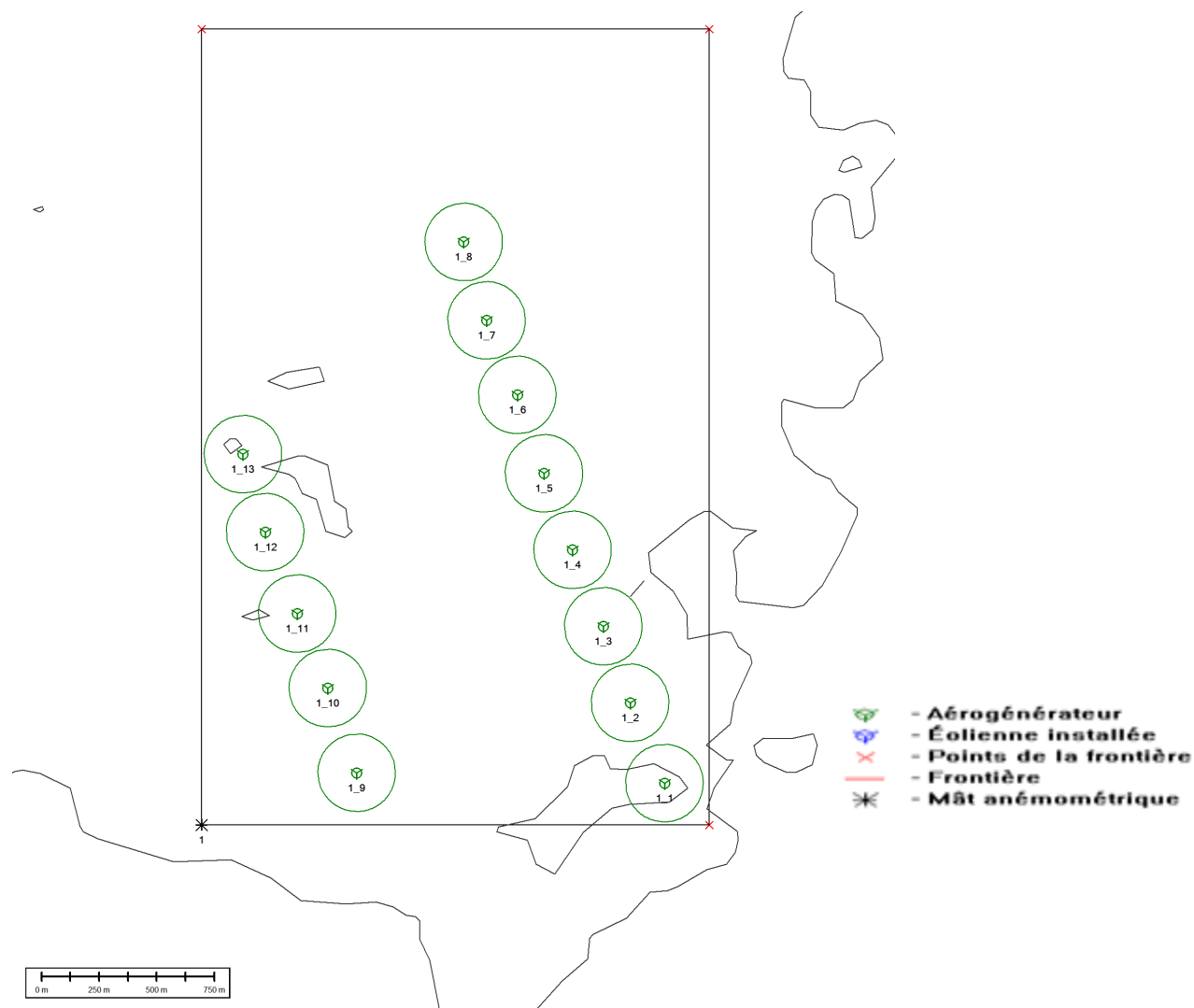
### **3.5.1. Calculs et optimisation**

En suivant la démarche décrite ci-dessus, le calcul de la production d'énergie avec optimisation au niveau des trois (03) sites identifiés dans la sous région d'Aoulef a été effectué à l'aide du programme.

Les résultats sont présentés sous forme de tableaux pour les paramètres de la ferme et ses performances, et des cartes pour le positionnement des aérogénérateurs dans les périmètres des sites étudiés.

### A- Résultats du Site 1 :

La figure 3.15 représente le positionnement des aérogénérateurs avant optimisation.



**Figure 3.15 :** Emplacement des éoliennes site1 (avant optimisation)

Capacité du site	40	MW
Production énergétique idéale	91	GWh/an
Efficacité topographique	100,00	%
Efficacité du sillage	93,90	%
Estimation de la production énergétique nette annuelle	86	GWh/an
Estimation du facteur de capacité	24,5	%

La figure 3.16 donne les positions optimisées par le logiciel des aérogénérateurs dans le site choisi.

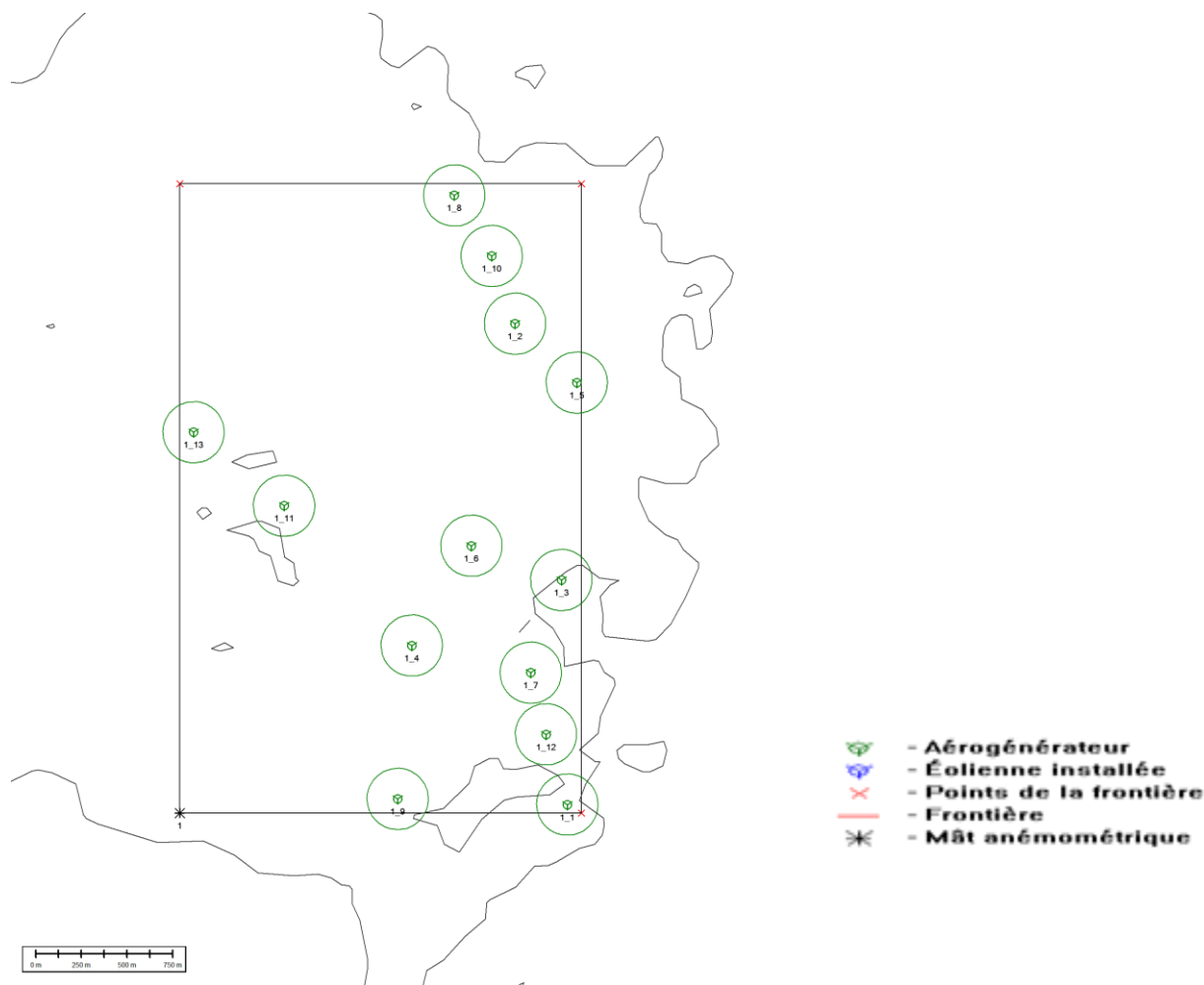


Figure 3.16 : Emplacement des éoliennes site1 (après optimisation)

**Les résultats obtenus sont :**

Capacité du site	40	MW
Production énergétique idéale	92	GWh/an
Efficacité topographique	100,00	%
Efficacité du sillage	95,10	%
Estimation de la production énergétique nette annuelle	88	GWh/an
Estimation du facteur de capacité	25,0	%

On remarque que le repositionnement des aérogénérateurs a permis d'augmenter l'Efficacité du sillage de 93.90% à 95,10% permettant ainsi un gain de 2 GWh /an, le facteur de capacité est passé de 24.5% à 25%

L'optimisation, en tenant compte de l'effet sillage, a permis une augmentation de 1,9% en énergie (après 406 itérations).

**B- Résultats du Site 2 :**

Les mêmes étapes sont effectuées pour le site 2, où on obtient la figure 3.17 avant optimisation :

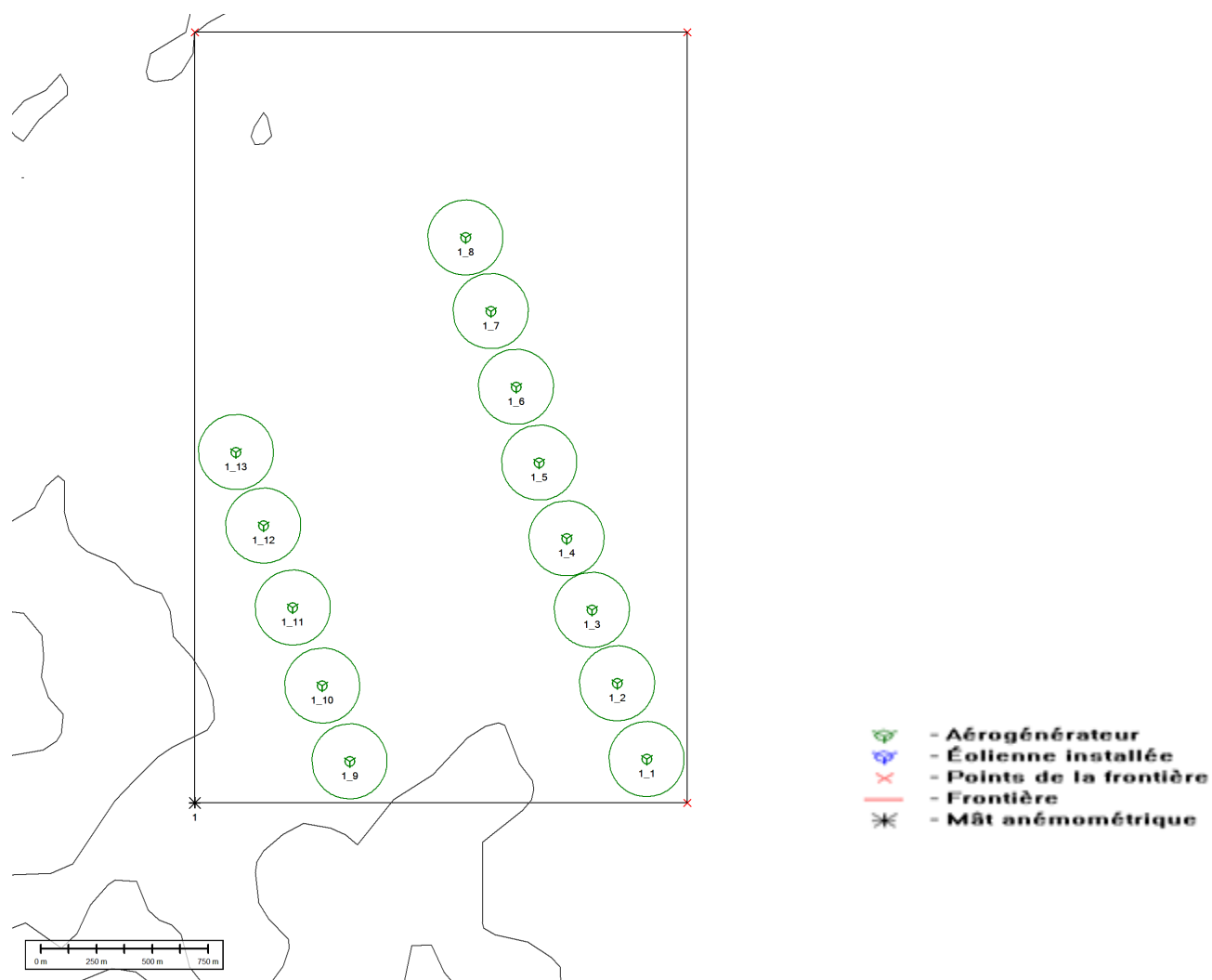
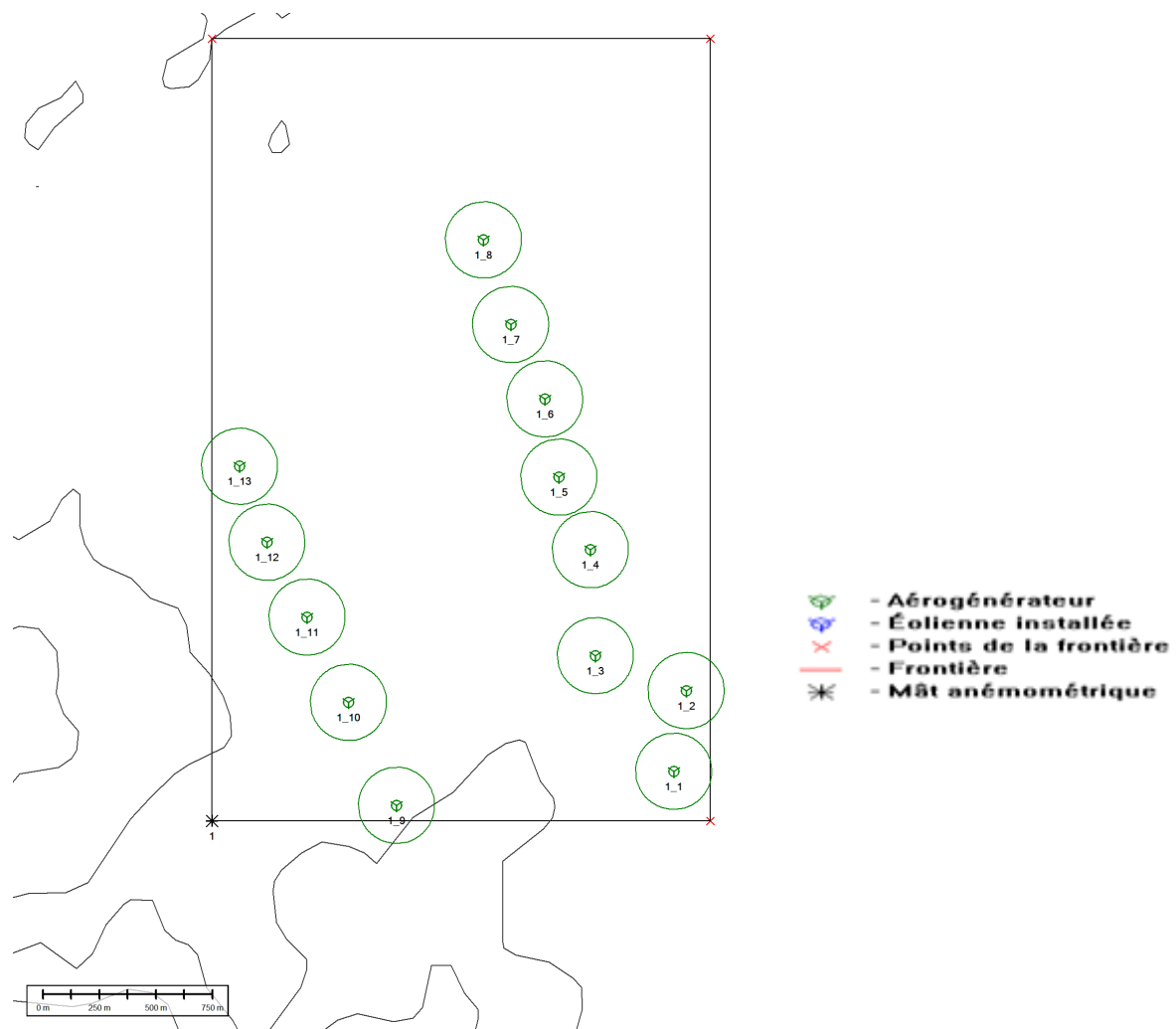


Figure 3.17 : Emplacement des éoliennes site2 (avant optimisation).

**Les résultats obtenus sont :**

Capacité du site	40	MW
Production énergétique idéale	92	GWh/an
Efficacité topographique	100,00	%
Efficacité du sillage	94,00	%
Estimation de la production énergétique nette annuelle	87	GWh/an
Estimation du facteur de capacité	24,8	%

La figure 3.18 présente les résultats après optimisation



**Figure 3.18 :** Emplacement des éoliennes site2 (après optimisation).

### Les résultats obtenus sont

Capacité du site	40	MW
Production énergétique idéale	92	GWh/an
Efficacité topographique	100,00	%
Efficacité du sillage	94,10	%
Estimation de la production énergétique nette annuelle	87	GWh/an
Estimation du facteur de capacité	24,8	%

Le repositionnement des aérogénérateurs a permis d'augmenter l'Efficacité du sillage de 94,0% à 94,10% permettant ainsi un gain de 0,3 GWh/an, le facteur de capacité est à 24.8%.

L'optimisation, en tenant compte de l'effet sillage, a permis une augmentation de 0,2% en énergie (après 146 itérations).

### C- Résultats du Site 3 :

Avant optimisation, les aérogénérateurs ont été placés selon la figure 3.19.



**Figure 3.19 :** Emplacement des éoliennes site3 (avant optimisation).

#### Les résultats obtenus sont

Capacité du site	40	MW
Production énergétique idéale	91	GWh/yr
Efficacité topographique	100,00	%
Efficacité du sillage	93,50	%
Estimation de la production énergétique nette annuelle	85	GWh/yr
Estimation du facteur de capacité	24,1	%

Après optimisation, les positions suivantes ont été obtenues :





Figure 3.20 : Emplacement des éoliennes site3 (après optimisation).

### Les résultats obtenus sont

Capacité du site	40	MW
Production énergétique idéale	91	GWh/yr
Efficacité topographique	100,00	%
Efficacité du sillage	93,80	%
Estimation de la production énergétique nette annuelle	85,25	GWh/yr
Estimation du facteur de capacité	24,2	%

On conclue que le repositionnement des aérogénérateurs a permis d'augmenter l'efficacité du sillage de 93.5% à 93,80 permettant ainsi un gain de 0.25 GWh /an. Le facteur de capacité étant passé de 24.1% à 24.2%

L'optimisation, en tenant compte de l'effet sillage, a permis une augmentation de 0.3% en énergie (après 209 itérations).

### 3.5.2. Discussion des résultats

L'énergie annuelle nette au niveau des (03) sites a été calculée, en utilisant les mêmes paramètres concernant la ressource grid (surface du site et résolution), la même architecture pour le positionnement initial des aérogénérateurs, ainsi que les paramètres d'optimisation.

Le tableau 3.8 ci-dessous récapitule les résultats obtenus :

désignation	facteur de capacité (%)	Efficacité du sillage(%)	production énergétique nette annuelle (GWh/an)	Optimisation (%)
Site1	25.0	95,10	88.0	1.9
Site2	24.8	94.10	87.3	0.2
Site3	24.2	93.80	85.2	0.3

**Tableau 3.8** : Résultats d'optimisation de l'AEP sur les 03 sites d'Aoulef

En comparant la production énergétique nette annuelle, il est clair que le site1 est le meilleur site avec 88 GWh/an, suivi du site 2 avec 87,3 GWh/an et en troisième position le site3 avec 85.2 GWh/an.

### 3.6. Conclusion

Les résultats obtenus permettent de conclure que l'utilisation du programme est intéressante. il a permis une optimisation de 1.9% en matière d'énergie en tenant compte d'un seul paramètre, à savoir le sillage. il offre aussi l'avantage d'être facile à manipuler.

## Chapitre 4 : Aspects économiques- Etudes et optimisation

### 4.1. Introduction

Ce chapitre aborde les aspects économiques de la ferme éolienne d'Aoulef, Il fait suite à l'étude technique, établie dans le chapitre 3 précédant, qui vise une l'optimisation de divers paramètres techniques. Sur la base des résultats obtenus, notamment ceux relatifs à la production énergétique nette annuelle, et en utilisant des hypothèses de calcul (sous Tableur Excel), les indicateurs économiques et financiers sont déterminés, à savoir le prix de revient de l'électricité produite (LCOE) pour chacun des sites identifiés, afin de retenir le plus avantageux, ainsi que la rentabilité économique du meilleur site. Cette dernière est évaluée en tenant compte de l'application du tarif d'achat garantie en vigueur en Algérie.

### 4.2. Hypothèses

Le calcul des prix de revient par kWh d'électricité est effectué pour chacun des trois (03) sites identifiés selon un ensemble d'hypothèses, à savoir :

Désignation	Valeur	Observation/référentiel
Coût d'investissement par MW installé (*)	150 MDA	Estimé à partir du coût à l'étranger [37], [38] et du coût du premier projet en Algérie [39].
Coût du raccordement par km (ligne 220 kV)	11 MDA	Estimé sur la base des coûts des projets attribués en Algérie. [40]
Coût d'exploitation et maintenance (O&M) % du coût investissement/an (**)	2 %	Estimé sur la base du coût appliqué à l'international
Durée de vie économique	20 ans	Selon les pratiques dans la filière éolienne
Taux d'actualisation (***)	8 %	Selon les pratiques dans la réalisation des projets
Indisponibilité et pertes % de la production énergétique annuelle nette	5 %	Selon les pratiques dans la filière éolienne

MDA : Millions Dinars

**Tableau 4.1** : Hypothèses de l'étude économique

(\*) le coût d'investissement comprend : l'ingénierie, travaux civils, l'acquisition, le transport et l'installation sur le site des éoliennes, la pièce de rechange ainsi que le raccordement au réseau,

(\*\*) le coût d'exploitation et maintenance comprend : les frais d'opération et d'entretien préventif planifié ; frais de réparation; primes d'assurance; loyer pour les terrains; frais administratifs et de gestion.

(\*\*\*) hypothèse centrale, cohérente avec le coût du capital considéré par les entreprises de production électrique. [41]

Ces hypothèses moyennes ont été établies sur la base d'un panel de données recueillies à partir d'études, de rapport et de publications, à savoir :

- Le coût d'investissement constaté depuis 2010 pour l'éolien terrestre est d'environ 1300 € par kW installé
- Les coûts d'exploitation, d'entretien et de maintenance représentent 3% par an du coût d'investissement total. [42]

Les impôts et/ou autres frais fiscaux ne sont pas considérés.

Le tarif d'achat est fixé par les pouvoirs publics. Il est pris en considération dans le calcul des indicateurs économiques et financiers.

#### 4.3. Méthodologie de calcul

Le coût de production moyen de l'électricité (**CUME**) est calculé à partir de la formule générale des « Levelized Cost Of Energy » (LCOE) reconnue au niveau international. Avec cette formule, les coûts de production dits « complets » (LCOE) correspondent, selon l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) à « la valeur présente de la somme des coûts actualisés divisés par la production totale ajustée à sa valeur temps économique ». Une autre façon de considérer ce coût est de dire qu'il est égal au coût de production moyen actualisé intégrant les dépenses opérationnelles et le coût d'investissement pendant la phase d'exploitation d'un parc éolien. [36]

$$C U M E = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{I_t + M_t + F_t + T_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+i)^t}} \quad (4.1)$$

Où :

<i>CUME</i>	<i>représente le coût unitaire moyen actualisé de l'électricité en DZD/kWh,</i>
<i>I t</i>	<i>représente les dépenses d'investissement pour l'année t en DZD,</i>
<i>M t</i>	<i>représente les coûts d'exploitation pour l'année t en DZD,</i>
<i>F t</i>	<i>représente les coûts de carburants pour l'année t en DZD,</i>
<i>T t</i>	<i>représente les taxes redevables pour l'année t en DZD,</i>
<i>i</i>	<i>représente le taux d'actualisation,</i>
<i>N</i>	<i>représente la durée de vie totale du générateur,</i>
<i>E t</i>	<i>représente l'électricité produite à l'année t.</i>

Par ailleurs, la valeur actuelle nette est, du point de vue financier, l'expression mathématique de la variation subie par un investissement dont le taux d'intérêt a été affecté par le temps en baisse ou en hausse. La valeur actuelle nette est la valeur actualisée du projet par l'application d'un taux d'actualisation qui représente le coût du capital pour l'investisseur. Ce taux d'actualisation inclut tant le coût moyen de la dette comme le coût des fonds propres de l'investisseur. Un projet est rentable si le VAN est positive.

Enfin, le Taux de Rentabilité Interne (TRI) du projet est le taux d'escompte pour lequel le VAN est égale à zéro (0). Un projet est rentable si le TRI est supérieur au taux d'actualisation, dans ce cas supérieur à 8%.

#### 4.4. Calculs

La production annuelle ajustée est calculée en fonction des heures d'indisponibilité de production de la ferme éolienne pour cause de maintenance, d'arrêt de sécurité ou de pannes. Généralement le taux d'indisponibilité est estimé à 5%. En appliquant ce taux sur la production de la ferme sur les trois sites sélectionnés, on obtient les résultats donnés au tableau 4.2 ci-dessous.

Tableau 4.2 de la production annuelle ajustée

Désignation	Production énergétique nette annuelle (GWh/an)	Indisponibilité et pertes (%)	Production énergétique nette annuelle ajustée (GWh/an)
Site1	88.0	5%	83.60
Site2	87.3		82.93
Site3	85.2		80.94

Tableau 4.2 : Production annuelle ajustée au niveau des 03 sites

Le Coûts d'investissement (CAPEX) est calculé en fonction de la production annuelle espérée.

La puissance nominale de la ferme éolienne d'Aoulef est fixée par hypothèse à 40,04 MW et la production annuelle espérée est d'environ 90 GWh conformément aux calculs établis précédemment. En supposant que le MW installé s'élève à 150 millions DA, le coût d'investissements (hors ligne de raccordement) s'élève à environ 6 006 millions dinars.

Le coût de la ligne de raccordement a été estimé à part, vu qu'il est fonction de la distance de la ferme du point de raccordement. Cette dernière varie d'un site à l'autre ce qui engendre une différence dans le coût total d'investissement relatif à chacun des sites étudiés et dont le but est la comparaison du coût de revient pour retenir le plus avantageux.

Le tableau 4.3 ci-dessous synthétise les coûts de raccordement:

désignation	CAPEX sans raccordement (MDA)	Distance de raccordement au réseau 220kV (km)	Coût de raccordement ligne (MDA)	CAPEX avec raccordement (MDA)
site1	6 006,00	13	143,00	6 149,00
site2	6 006,00	5	55,00	6 061,00
site3	6 006,00	0,5	5,50	6 011,50

MDA : Million Dinars Algérie

Tableau 4.3 : Coûts de raccordement des trois sites

## 4.5. Résultat et discussion

### 4.5.1. Le Coût moyen du kWh actualisé (LCOE).

Au Tableau 4.4 ci-dessous est donné le prix de revient «Levelized Cost Of Energy» (LCOE) au niveau des trois (03) sites d'étude.

Désignation	Unité	Site1	Site2	Site3
Puissance nominale totale installée	kW	40 040		
Production énergétique nette annuelle	kWh	88 000 000	87 300 000	85 200 000
Indisponibilité et pertes	%	5,00%		
Production énergétique nette annuelle ajustée	kWh	83 600 000	82 935 000	80 940 000
Durée de vie économique	an	20		
Taux d'actualisation	%	8,00%		
Coefficient d'amortissement	-	10,185%	10,185%	10,185%
Coût d'investissement (ferme éolienne)	DA	6 006 000 000,00		
Coût lignes de raccordement (11MDA/km de ligne)	DA	143 000 000,00	55 000 000,00	5 500 000,00
Coût total investissement (CAPEX)	DA	6 149 000 000,00	6 061 000 000,00	6 011 500 000,00
Frais d'Exploitation et de Maintenance ( en % de l'investissement/an)	%	2,00%		
Coût d'Exploitation et maintenance/an	DA	122 980 000,00	121 220 000,00	120 230 000,00
Coût moyen du kWh ajusté et actualisé	DA/kWh	<b>8,96</b>	<b>8,91</b>	<b>9,05</b>
Rang (classement par ordre croissant)	-	2	1	3

**Tableau 4.4** : Coût moyen du kWh ajusté et actualisé (LCOE) des 03 sites d'étude.

Le coût du kWh produit au niveau du Site2 est le plus avantageux avec 8.91 DA/kWh. Le Site1 ayant la meilleure production énergétique annuelle vient en deuxième position avec 8.96 DA/kWh, cela est dû au surcoût des lignes de raccordement. Le site3 se classe en 3<sup>ème</sup> position en raison de sa production annuelle qui est moins importante par rapport au deux premiers et ce malgré sa position près du poste électrique et de la ligne HT.

Ce classement pourrait être modifié en tenant compte des calculs d'incertitude de la production énergétique qui est fonction de la vitesse du vent. D'autres critères pourraient influencer le classement et pourraient être introduit pour un classement plus optimisé tel que la disponibilité de la main d'œuvre locale sur le lieu d'implantation de la ferme éolienne.

Le Site2 est retenu pour l'étude de sa rentabilité en fonction des aspects économiques.

#### 4.5.2 La Valeur Actuelle Nette (VAN) et Taux de Rentabilité Interne (TRI)

La Valeur Actuelle Nette (VAN) représente la somme des flux actualisés auquel on soustrait l'investissement initial. Les tableaux 4.5, 4.6 et 4.7 donnent les résultats obtenus pour le Site 2 selon trois (03) scénarios différents et en fonction du taux d'actualisation.

##### A. Scénario 1 : taux actualisation 8%

Le tableau 4.5 donne la Valeur Actuelle Nette (VAN) pour le scénario 1

Année	AEP ajustée (kWh)	Prix Vent (DA/kWh)	Recettes (kDA)	Dépenses (kDA)	Flux ; Recettes - dépenses (kDA)	Investissement (kDA)	Total (kDA)
0	0		.	6 061 000,00		6 061 000,00	-6 061 000,00
1	82 935 000	Phase I (FIT) 10,48	869 158,8	121 220,00	747 938,8	0,00	747 938,8
2	82 935 000		869 158,8	121 220,00	747 938,8	0,00	747 938,8
3	82 935 000		869 158,8	121 220,00	747 938,8	0,00	747 938,8
4	82 935 000		869 158,8	121 220,00	747 938,8	0,00	747 938,8
5	82 935 000		869 158,8	121 220,00	747 938,8	0,00	747 938,8
6	82 935 000	Phase II (FIT) 7,64	633 623,4	121 220,00	512 403,4	0,00	512 403,4
7	82 935 000		633 623,4	121 220,00	512 403,4	0,00	512 403,4
8	82 935 000		633 623,4	121 220,00	512 403,4	0,00	512 403,4
9	82 935 000		633 623,4	121 220,00	512 403,4	0,00	512 403,4
10	82 935 000		633 623,4	121 220,00	512 403,4	0,00	512 403,4
11	82 935 000		633 623,4	121 220,00	512 403,4	0,00	512 403,4
12	82 935 000		633 623,4	121 220,00	512 403,4	0,00	512 403,4
13	82 935 000		633 623,4	121 220,00	512 403,4	0,00	512 403,4
14	82 935 000		633 623,4	121 220,00	512 403,4	0,00	512 403,4
15	82 935 000		633 623,4	121 220,00	512 403,4	0,00	512 403,4
16	82 935 000		633 623,4	121 220,00	512 403,4	0,00	512 403,4
17	82 935 000		633 623,4	121 220,00	512 403,4	0,00	512 403,4
18	82 935 000		633 623,4	121 220,00	512 403,4	0,00	512 403,4

19	82 935 000			633 623,4	121 220,00	512 403,4	0,00	512 403,4
20	82 935 000			633 623,4	121 220,00	512 403,4	0,00	512 403,4
<b>VAN (Valeur Actuelle Nette)</b>								<b>-83 077,15</b>
<b>TRI (Taux de Rentabilité Interne)</b>								<b>7,78</b>

**Tableau 4.5 :** VAN et TRI du Site 2, scénario1 avec taux actualisation 8%

La VAN est négative (– 83 077 158,38 DA). Cela signifie que le projet est moins rentable que la rentabilité exigée par le projet, en l'occurrence 8 %.

L'information sur le taux de rentabilité interne complète celle de la VAN.

Le TRI est de 7,78 % y est certes inférieur aux 8%. Cependant, ce taux peut être considéré comme satisfaisant étant donné que les hypothèses prises en compte au départ sont très sévères ainsi le risque lié au projet est quasiment nul.

## B. Scénario 2 : taux actualisation 7%

Ce scénario est établi dans le but de démontrer la rentabilité du projet, vu que l'évaluation est très sensible à ce taux d'actualisation. Les résultats sont donnés au tableau 4.6.

Année	AEP ajustée (kWh)	Prix Vent (DA/kWh)	Recettes (kDA)	Dépenses (kDA)	Flux ; Recettes - dépenses (kDA)	Investissement (kDA)	Total (kDA)	
0	0		.	6 061 000,00		6 061 000,00	-6 061 000,00	
1	82 935 000	Phase I (FIT)	10,48	869 158,8	121 220,00	747 938,8	0,00	747 938,8
2	82 935 000			869 158,8	121 220,00	747 938,8	0,00	747 938,8
3	82 935 000			869 158,8	121 220,00	747 938,8	0,00	747 938,8
4	82 935 000			869 158,8	121 220,00	747 938,8	0,00	747 938,8
5	82 935 000			869 158,8	121 220,00	747 938,8	0,00	747 938,8
6	82 935 000	Phase II (FIT)	7,64	633 623,4	121 220,00	512 403,4	0,00	512 403,4
7	82 935 000			633 623,4	121 220,00	512 403,4	0,00	512 403,4
8	82 935 000			633 623,4	121 220,00	512 403,4	0,00	512 403,4
9	82 935 000			633 623,4	121 220,00	512 403,4	0,00	512 403,4
10	82 935 000			633 623,4	121 220,00	512 403,4	0,00	512 403,4
11	82 935 000			633 623,4	121 220,00	512 403,4	0,00	512 403,4
12	82 935 000			633 623,4	121 220,00	512 403,4	0,00	512 403,4
13	82 935 000			633 623,4	121 220,00	512 403,4	0,00	512 403,4
14	82 935 000			633 623,4	121 220,00	512 403,4	0,00	512 403,4
15	82 935 000			633 623,4	121 220,00	512 403,4	0,00	512 403,4



16	82 935 000			633 623,4	121 220,00	512 403,4	0,00	512 403,4
17	82 935 000			633 623,4	121 220,00	512 403,4	0,00	512 403,4
18	82 935 000			633 623,4	121 220,00	512 403,4	0,00	512 403,4
19	82 935 000			633 623,4	121 220,00	512 403,4	0,00	512 403,4
20	82 935 000			633 623,4	121 220,00	512 403,4	0,00	512 403,4
<b>VAN (Valeur Actuelle Nette)</b>								<b>311 355,66</b>
<b>TRI (Taux de Rentabilité Interne)</b>								<b>7,78</b>

**Tableau 4.6:** VAN et TRI du Site 2, scénario2 avec taux actualisation 7%

La VAN devient positive (+ 311 355 665,61 DA), cela signifie que le projet est rentable.

Le TRI reste à 7,78 % (il n'est pas impacté par le taux d'actualisation).

Le tableau ci-après n° 4.7 donne les résultats obtenus pour le site 2 :

Le coût du kWh est de 8,36 DA/kWh en première position (inférieur au kWh du scénario1).

### C. Scénario 3 Réajustement de la Production énergétique nette annuelle

En considérant une augmentation de production de 5% sur le Site2, représentant la correction des sous-estimations (de l'ordre de 10% sur les vitesses des vents forts de 1981 à 1985 selon ONM) effectuées sur la moitié de la période de mesure, les calculs ont été refaits, les résultats sont présentés dans le tableau n° 4.7 ci-après.

Année	AEP ajustée (kWh)	Prix Vent (DA/kWh)	Recettes (kDA)	Dépenses (kDA)	Flux ; Recettes - dépenses (kDA)	Investissement (kDA)	Total (kDA)
0	0		.	6 061 000,00		6 061 000,00	-6 061 000,00
1	87 300 000	Phase I (FIT) 10,48	914 904,00	121 220,00	793 684,00	0,00	793 684,00
2	87 300 000		914 904,00	121 220,00	793 684,00	0,00	793 684,00
3	87 300 000		914 904,00	121 220,00	793 684,00	0,00	793 684,00
4	87 300 000		914 904,00	121 220,00	793 684,00	0,00	793 684,00
5	87 300 000		914 904,00	121 220,00	793 684,00	0,00	793 684,00
6	87 300 000		Phase II (FIT) 7,64	666 972,00	121 220,00	545 752,00	0,00
7	87 300 000	666 972,00		121 220,00	545 752,00	0,00	545 752,00
8	87 300 000	666 972,00		121 220,00	545 752,00	0,00	545 752,00
9	87 300 000	666 972,00		121 220,00	545 752,00	0,00	545 752,00
10	87 300 000	666 972,00		121 220,00	545 752,00	0,00	545 752,00
11	87 300 000	666 972,00		121 220,00	545 752,00	0,00	545 752,00

12	87 300 000		666 972,00	121 220,00	545 752,00	0,00	545 752,00
13	87 300 000		666 972,00	121 220,00	545 752,00	0,00	545 752,00
14	87 300 000		666 972,00	121 220,00	545 752,00	0,00	545 752,00
15	87 300 000		666 972,00	121 220,00	545 752,00	0,00	545 752,00
16	87 300 000		666 972,00	121 220,00	545 752,00	0,00	545 752,00
17	87 300 000		666 972,00	121 220,00	545 752,00	0,00	545 752,00
18	87 300 000		666 972,00	121 220,00	545 752,00	0,00	545 752,00
19	87 300 000		666 972,00	121 220,00	545 752,00	0,00	545 752,00
20	87 300 000		666 972,00	121 220,00	545 752,00	0,00	545 752,00
<b>VAN (Valeur Actuelle Nette)</b>							<b>265 920,52</b>
<b>TRI (Taux de Rentabilité Interne)</b>							<b>8,70</b>

**Tableau 4.7:** VAN et TRI du Site 2, scénario3 avec réajustement AEP (+5%)

On remarque que la VAN devient aussi positive (+265 920 526,69 DA), cela signifie que le projet est rentable. Le TRI augmente jusqu'à atteindre 8,70 %, donc nettement supérieur au 8 %.

Le coût du kWh baisse à 8,46 DA/kWh sur le site2 qui reste en première position (coût du kWh inférieur à celui du scénario 1 mais légèrement au dessus du kWh du scénarion2).

## **Conclusion générale**

Le présent mémoire porte sur l'optimisation technico-économique d'une ferme éolienne dans la région d'Adrar, dans lequel les aspects techniques relatifs aux études de site, études énergétiques du vent et des coûts ont été abordés.

Le projet est localisé à Aoulef, au Sud Est d'Adrar. L'étude d'optimisation technique a conduit à l'identification du meilleur site en tenant compte des contraintes géographiques et du potentiel énergétique du vent en fonction des spécificités du terrain.

Sur les trois (03) sites étudiés, la production énergétique diffère légèrement, où le site le plus élevé se trouvant en altitude (de 360m) dans la sous région Aoulef est le meilleur, cependant c'est le plus éloigné du réseau électrique (220kV) par rapport au deux (02) autres. Le coût d'investissement est affecté uniquement par la distance de raccordement au réseau, à savoir la longueur des lignes HT.

La puissance de la ferme éolienne est de 40 MW et la production annuelle espérée est d'environ 90 GWh. Le coût des investissements est estimé à environ 6 200 millions dinars.

La technologie éolienne choisie comprend treize (13) aérogénérateurs de puissance 3000 kW chacun.

Cette étude a montré l'importance de l'utilisation des systèmes d'information géographiques, dans une optique d'optimisation des ressources en amont du projet, par l'intégration de toutes les contraintes du terrain dans le processus d'identification des sites éligibles à l'implantation d'une ferme éolienne, en combinant la plupart des données déterminantes, géographiques et spatiales du milieu naturel et physique.

Nous avons déduit que les potentialités énergétiques éoliennes jouent un rôle important sur le coût du prix de revient de l'électricité produite. En effet, malgré son éloignement de cinq (05) km par rapport au poste de raccordement, le site 2 s'est avéré plus favorable que celui à proximité.

Enfin, on conclue que la production d'électricité par voie éolienne est intéressante en matière d'énergie et de coût, vu que le retour d'investissement pourra être établi sur une période de 9 ans et demi, et que le coût du kWh estimé à 8,91 DA est très compétitif par rapport à la filière photovoltaïque dont le coût est à plus de 11 DA. Ceci encourage le développement de l'énergie éolienne.

Ce travail à monter aussi l'importance des études de préfaisabilités dans le choix des sites d'implantation de ferme éolienne en Algérie.

En effet, il est indispensable de tenir compte de tous les éléments et facteurs d'impact avant d'établir les études d'identification des sites éoliens.

Il est aussi intéressant, dans une perspective d'optimisation globale, d'élargir cette étude afin d'établir un document pour toute l'Algérie, qui regrouperait les zones ventées éligibles à l'implantation de ferme éolienne en tenant compte de toutes les contraintes et caractéristiques du site (topographie, raccordement, infrastructures et potentiel énergétique éolien).

## **Table des figures**

- Figure 1.1** : Puissance totale installée en éolien de 1997-2014.
- Figure 1.2** : Tendancier du coût d'éoliennes terrestres par date de contrat.
- Figure 1.3** : LCOE estimé en fonction de la vitesse du vent, (Tabbush, 2013a).
- Figure 1.4** : Photo de l'éolienne d'Adrar de 1953.
- Figure 1.5** : Localisation et photos de la ferme éolienne de 10 MW de Kabertene (Adrar).
- Figure 1.6** : Carte des vents de l'Algérie.
- Figure 2.1** : Courbe de Betz.
- Figure 2.2** : Courbe de puissance et courbe de coefficient de puissance d'une éolienne
- Figure 3.1** : Carte de délimitation de la région d'étude.
- Figure 3.2** : Carte de superposition des couches pour identification de site éligible.
- Figure 3.3** : Observed Wind Climate, données de vent d'In Salah
- Figure 3.4** : Climate Analyst program, données de vent d'In Salah
- Figure 3.5** : Carte de relief profil de la région d'étude.
- Figure 3.6** : Modèle Numérique de terrain de la région d'étude.
- Figure 3.7** : Schéma de la réalisation du vecteur topographique.
- Figure 3.8** : Schéma représentant les obstacles autour de la station ONM
- Figure 3.9** : Fenêtre de visualisation de la table 'Terrain Analysis'
- Figure 3.10** : Fenêtre de visualisation du 'GWC'
- Figure 3.11** : Fenêtre de visualisation de la table 'Ressource Grid'
- Figure 3.12** : Localisation des trois (03) sites dans la sous région Aoulef.
- Figure 3.13** : Courbe de puissance de l'aérogénérateur Vestas V112-3.0MW.
- Figure 3.14** : Extrait de la fiche technique de la machine, source Vestas.
- Figure 3.15** : Emplacement des éoliennes site1 (avant optimisation).
- Figure 3.16** : Emplacement des éoliennes site1 (après optimisation).
- Figure 3.17** : Emplacement des éoliennes site2 (avant optimisation).
- Figure 3.18** : Emplacement des éoliennes site2 (après optimisation).
- Figure 3.19** : Emplacement des éoliennes site3 (avant optimisation).
- Figure 3.20** : Emplacement des éoliennes site3 (après optimisation).

## **Tableaux**

- Tableau 3.1** : Zones identifiées pour fermes éoliennes.
- Tableau 3.2** : Paramètres du vent, données 1981-1990 de la station d'In Salah.
- Tableau 3.3** : Nature du sol et classes de rugosités.
- Tableau 3.4** : Données des obstacles autour de la station d'In Salah.
- Tableau 3.5** : Hypothèses de l'étude pour la conception de la ferme éolienne.
- Tableau 3.6** : Données de l'aérogénérateur Vestas V112-3.0 MW.
- Tableau 3.7** : Occurrences des vents de sable à In Salah en 2008.
- Tableau 3.8** : Résultats d'optimisation de l'AEP sur les 03 sites d'Aoulef.
- Tableau 4.1** : Hypothèses de l'étude économique.
- Tableau 4.2** : Production annuelle ajustée au niveau des 03 sites.
- Tableau 4.3** : Coûts de raccordement des 03 sites.
- Tableau 4.4** : Coût moyen du KWh ajusté et actualisé (LCOE) des 03 sites d'étude.
- Tableau 4.5** : VAN et TRI du Site 2, scénario1 avec taux actualisation 8%.
- Tableau 4.6** : VAN et TRI du Site 2, scénario2 avec taux actualisation 7%.
- Tableau 4.7** : VAN et TRI du Site 2, scénario3 avec réajustement AEP (+5%).

## **Bibliographie**

- [1] Portail Algérien des Energies Renouvelables, Nouveau programme national de développement des énergies renouvelables 2015 - 2030, Algérie, février 2015.
- [2] Ministère de l'Énergie et des Mines, Arrêté de 2 février 2014 fixant les tarifs d'achat garantis et les conditions de leur application pour l'électricité produite à partir des installations utilisant la filière éolienne, Algérie 2014.
- [3] Renewables Academy (RENAC) AG, ReGrid: Notions élémentaires sur l'énergie éolienne, Allemagne, 2013.
- [4] GWEC (Global Wind Energy Council), Global Wind Statistics 2014, Belgique, 2015.
- [5] Agence Internationale de l'Énergie, Technology roadmap -Wind Energy, France 2013.
- [6] Commission Electrotechnique Internationale, CEI 61400 (partie 1, édition 3.0, 2005.
- [7] O. Guerri, L'Énergie éolienne en Algérie : Un bref aperçu, Bulletin des Energies Renouvelables n°21, CDER, Algérie, 2011.
- [8] O. Guerri, L'éolienne d'Adrar, Journal mensuel du Centre de Recherche Scientifique et Technique des Régions Arides, CRSTRA News n°18, Algérie, 2003, pp. 05.
- [9] M. Strack et H. Klug, Wind potential assessment and micro-siting: overview of the state of the art, Wind Energy Symposium, Nisan, 2001.
- [10] A. Arbaoui et *al.*, Adéquation site et système éolien éléments d'aide à la décision par la modélisation par contraintes, Rev. Energ. Ren. Vol. 8, France, 2005, pp. 81-94.
- [11] W. Zghal et *al.*, Optimisation technico-économique d'un système énergétique éolien pour une maison familiale, Academia©2015, Tunisie, 2012.
- [12] B. Moilaa, Geographical Information Systems for Strategic Wind Energy Site Selection, UNIGIS, Université d'Amsterdam, Pays Bas, 2009.
- [13] D. Ghosh, Optimizing Design to Maximize Profitability, Conception et optimisation multidisciplinaire de tous les aspects de parc éolien, Windsystemsmag, 2010.
- [14] S. Samiuddin, Utilization of GIS as a tool in exploring Renewable Energy Resources, Université du Roi Fahd, Arabie Saoudite, 2010.
- [15] A. Lopez et *al.* U.S. Renewable Energy Technical Potentials: A GIS-Based Analysis-Rapport Technique, NREL, Etat Unis, 2012.

- [16] IRENA (International Renewable Energy Agency) et KTH, Estimating the Renewable Energy Potential in Africa, A GIS-based approach, Emirates Arabes Unis, 2014.
- [17] N.Kasbadji Merzouk, Evaluation du gisement énergétique éolien-contribution à la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie, Thèse doctorat, Université de Tlemcen, Algérie, 2006.
- [18] Boukli Hacène et *al.*, Contribution à l'étude des ressources éoliennes de la vallée du Chellif-Algérie, VI èmes Journées d'Etudes Techniques, The International congress for applied mechanics, 2010.
- [19] S. Louassa et *al.* , Caractérisation éolienne de la région ouest des hauts plateaux algériens, Séminaire méditerranéen sur l'énergie éolienne, alger du 11 au 12 avril 2010
- [20] N. Kasbadji Merzouk et *al.*, Utilisation de l'énergie éolienne en Algérie investigations et perspectives » 1ère conférence Internationale sur la conversion et la maitrise de l'énergie, avril 2008.
- [21] D. Abdeslam et *al.*, Optimization of wind energy ressource estimation, Revue des Energies Renouvelables SMEE, Bousmail, 2010.
- [22] D. Abdeslam et *al.*, on the use of wind energy to power reverse osmosos desalination plant: a case study from Ténès (Algeria), Renewable and sustainable Energy Reviews, Elsevier, 2011pp. 956-963.
- [23] C.F., Ratto et *al.*, Mass-consistent models for wind fields over complex terrain: the state of the art, Environmental Software, vol.9, 1994. pp. 247-268.
- [24] C. B. Maalouf, Etude des phénomènes tourbillonnaires dans le sillage éolien, Thèse Doctorat, Hall, France, 2010, pp. 20.
- [25] Thierno AW, Initiation à Mapinfo professional, Etape 1, Cartographie élémentaire avec Mapinfo professional, Université Paris Est, France 2008. Pp. 03.
- [26] J. Berk et *al.* Critères de choix d'investissement, Pearson, 2011.
- [27] Nicolas Caron et Frédéric Vendeuvre, Le Grand Livre de la Vente, Techniques et pratiques des professionnels de la vente, Dunod, France, 2008.
- [28] Petroleum Economist, Energy Map of Algeria, 2007.
- [29] SKTM-Sharikat Kahraba wa Taket Moutadjadida-, Potentiel éolien national, Carte du Vent Annuel Moyen, Période 2001-2010 à 50m établie par ONM, Journée d'études sur les énergies renouvelables CDER/UDES, Bousmail le 29 avril 2015.

- [30] Ministère de l'Agriculture et du Développement Rural, Atlas des zones humides Algériennes d'importance internationale, Algérie, 2004.
- [31] IRENA, Estimating the Renewable Energy Potential in Africa A GIS-based approach, 2014.
- [32] Comité de prospective en énergie de l'Académie des sciences, La recherche scientifique face aux défis de l'énergie, France, septembre 2012.
- [33] Ministère de l'Energie et des Mines, Règles techniques de raccordement au réseau de transport de l'électricité et règles de conduite du système électrique, Algérie, 2008.
- [34] ONM (Office National de la Météorologie), Atlas Climatologique National, partie1 : recueil de données Station In Salah 1975-1984, Algérie, 1984.
- [35] S. Louassa, Erosion éolienne dans les hauts plateaux algériens, Magister département du génie des procédés. Algérie, 2010.
- [36] ONM (Office National de la Météorologie), Bulletins Mensuel d'Information Climatologiques, Algérie, 2008
- [37] Syndicat des Energies renouvelable, Etat des coûts de production de l'éolien terrestre en France, Analyse économique de la Commission éolienne du SER, France, 2014.
- [38] Helimax, Etude sur l'évaluation du potentiel éolien, de son prix de revient et des retombées économiques pouvant en découler au Québec, Canada, 2004.
- [39] BAOSEM (Bulletin des Appels d'Offres du Secteur de l'Energie et des Mines), Avis d'attribution provisoire-réalisation ferme d'une ferme éolienne, n°725, Algérie, 2010.
- [40] BAOSEM (Bulletin des Appels d'Offres du Secteur de l'Energie et des Mines), Avis d'attribution provisoire de marché- travaux d'électricité, n°1080, Algérie, 2014.
- [41] Ministère de l'écologie, de l'énergie, du Développement durable et de l'aménagement du territoire, Synthèse publique de l'étude des coûts de référence de la production électrique, France, 2008.
- [42] ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise d'Energie), L'énergie éolienne, France, 2014.