



Université Mouloud MAMMERY de Tizi-Ouzou

Faculté du Génie de la construction

Département de Génie mécanique



Mémoire de Fin d'études

En vue de l'Obtention du diplôme de Master en Génie Mécanique

Spécialité : Energétique

Thème

***Estimation et Cartographie de la Ressource
Eolienne de la Région Côtière Est de l'Algérie***

Présenté par:

Mr ABDELMEZIANE Nadir

SAIDANI Lisa

Dirigé par:

Dr. Fares Meziane

Dr. Salah Zouaoui

Remerciements

Nos plus vifs remerciements vont à Monsieur Salah ZOUAOUI, Maître de Conférence A (MCA) à l'Université Mouloud Mammeri de Tizi Ouzou, et Monsieur Farés MEZIANE, Maître de Recherche B (MRB) et Chercheur Permanent au Centre de Développement des Energies Renouvelables CDER-Alger, qui ont proposé et dirigé ce projet de fin d'études jusqu'à son aboutissement. Nous les remercions particulièrement pour leurs conseils, orientations et motivations durant toute la durée de ce projet.

Nos remerciements les plus sincères s'adressent aussi aux membres de jury pour avoir accepté d'évaluer notre travail.

Nous remercions infiniment monsieur Lyes Ghelid pour son aide précieuse

Nous n'oublierons pas de présenter nos remerciements les plus sincères à tous les membres de nos familles, nos chers parents, nos frères et sœurs et nos amis pour leurs soutiens sans limite durant toutes nos années d'études.

Finalement, nous adressons nos profondes reconnaissances à toutes les personnes qui ont contribué, d'une façon directe ou indirecte à l'achèvement de ce travail et tous ceux et celles qui nous ont aidé et soutenu durant nos parcours trouveront ici l'expression nos remerciement les plus sincères.

*Nadir Abdelmeziane
Lisa Saidani*

Dédicace

Nous dédions ce travail :

A nos chers camarades

A nos chers enseignants

*A nos chers parents qui nous ont toujours
soutenus*

A nos très chers sœurs et frères

A mes chers neveux Akcel et Dalia

Résumé

Résumé

Résumé : Le présent travail porte sur la caractérisation en termes de potentiel éolien de la région côtière Est de l'Algérie, en utilisant les données de vent fournies par l'office National de Météorologie (O.N.M) s'étalant sur une période de 15 ans (2007-2021). L'objectif principal de l'étude est l'évaluation, l'analyse et la cartographie de la ressource éolienne disponible dans deux régions (Annaba et Skikda), en faisant appel au logiciel WASP (Wind Atlas Analysis and Application Program). Les différents résultats issus de cette étude, ont permis de constater qu'à 10 m de hauteur, la région d'Annaba est caractérisée par une vitesse moyenne annuelle du vent de 3.53 m/s induisant une densité de puissance de 62 W/m² tandis qu'à Skikda la vitesse moyenne et la densité de puissance sont de 3.35 m/s et 41 W/m² respectivement. L'optimisation de l'emplacement d'un parc éolien hypothétique de 30 MW constitué de 10 aérogénérateurs d'une puissance nominale de 3000 kW chacun, a permis une production énergétique nette de 18.995 GWh à 0.1208 \$/kWh pour Skikda, et 78.916 GWh à 0.0291 \$/kWh pour Annaba. Quant à la quantité de l'hydrogène produite, elle est de l'ordre de 993549,88 tonnes pour Annaba et 239146,44 tonnes pour Skikda. Les quantités de CO₂ évitées sont 34510 tCO₂, 8306.5 tCO₂ pour Annaba et Skikda respectivement.

Mots clés : Caractérisation, potentiel éolien, région côtière, WASP, hydrogène, coût, CO₂.

Table des Matières

TABLE DES MATIERES

REMERCIEMENTS2
DEDICACE.....4
RESUME.....6
LISTE DES FIGURES 12
LISTE DES TABLEAUX..... 15
NOMENCLATURE..... 18
INTRODUCTION GENERALE.....21

CHAPITRE I

GENERALITES SUR L'ENERGIE EOLIENNE

1. INTRODUCTION25
2. L'ATMOSPHERE25
3. LE VENT28
4. TYPES DE VENTS28
 4.1. Le vent géotropiques..... 28
 4.2. Le vent de surface 28
 4.3. Vents locaux 29
5. PARAMETRES DE VENT29
 5.1. Les anémomètres et girouette 30
 5.2. Le mât de mesures..... 30
 5.3. La rose des vents 31
6. INDICATEURS ECOLOGIQUES ET BIOLOGIQUES31
7. ECHELLE DE BEAUFORT32
8. VARIATION DE LA VITESSE DU VENT33
 8.1. Distribution de Weibull 33
 8.2. Distribution hybride de Weibull 34
 8.3. La distribution de Rayleigh 34
9. DETERMINATION DES PARAMETRES DE WEIBULL34
 9.1. Méthode des moindres carrés 34
 9.2. Méthode de l'écart type et de la vitesse moyenne 35
10. EXTRAPOLATION VERTICALE DE LA VITESSE DU VENT35
 10.1. Loi logarithmique..... 35
 10.2. Loi de puissance 35
11. ENERGIE EOLIENNE36

11.1. Densité de puissance	36
11.2. Densité énergétique.....	36
12. ASPECT ECONOMIQUE	36
13. PRODUCTION D’HYDROGENE PAR L’ENERGIE RENOUVELABLE	37
13.1. L’électrolyse de l’eau	37
13.2. L’électrolyse alcaline.....	38
13.3. Rendement faradique	39
13.4. Taux de l’hydrogène	39
14. ASPECT ENVIRONNEMENTAL	39
15. CONCLUSION	40

CHAPITRE II

CAPTEURS EOLIENS

1. INTRODUCTION	42
2. GENERATEUR EOLIEN	42
3. HISTORIQUE.....	43
4. LES DEFERENTS TYPES DES EOLIENNES	44
4.1. Eolienne à axe vertical.....	44
4.2. Eolienne à axe horizontale	45
5. LES COMPOSANTES D’UNE EOLIENNE A AXE HORIZONTAL.....	46
5.1. Le rotor et ses pales.....	46
5.2. La nacelle	46
5.3. La tour.....	47
6. DOMAINE D’APPLICATIONS DES EOLIENNES	47
7. LA PUISSANCE D’UNE EOLIENNE	47
8. LA COURBE DE PUISSANCE.....	48
9. CONCLUSION.....	49

CHAPITRE III

METHODOLOGIE & OUTILS

1. INTRODUCTION	51
2. DESCRIPTION DE LA REGION D’ETUDE ET DONNEES DU VENT	51
3. DESCRIPTION DE L’EOLIENNE CHOISIE	52
4. OUTILS NUMERIQUES	52
5. PRESENTATION DU WASP	53
6. LES MODULES DE WASP.....	54

7. DONNEES D'ENTREE ET DE SORTIE	54
8. PHYSIQUE DU MODELE WASP	54
9. SYSTEMES EOLIENS EN ALGERIE	57
10. TRAVAUX REALISES PAR LE WASP	58
11. LES CARTES EOLIENNES DE L'ALGERIE	58
12. CONCLUSION	60

CHAPITRE IV

RESULTATS ET INTERPRETATIONS

1. INTRODUCTION	62
2. CARTES DE RUGOSITE	63
3. ETUDE ANNUELLE GLOBALE (2007-2021) A 10 M.....	64
3.1. Histogrammes annuels des vitesses du vent à 10 m de hauteur	64
3.3. Vitesses annuelles du vent à 10 m	65
3.4. Densités de puissance annuelle à 10 m	66
4. ETUDE SAISONNIERE	66
4.1. Région de Skikda	67
4.2. Région d'Annaba.....	68
5. VARIATION MENSUELLE.....	70
5.1. Région de Skikda	70
5.2. Région d'Annaba.....	71
6. PARC EOLIEN HYPOTHETIQUE	71
6.1. Positionnement des éoliennes (Parc éolien de Skikda)	71
6.2. Production énergétique (parc éolien de Skikda)	72
6.3. Positionnement des éoliennes (Parc éolien d'Annaba)	73
6.4. Production énergétique (parc éolien d'Annaba).....	74
7. PRODUCTION D'HYDROGENE ET COUTS.....	74
8. CONCLUSION.....	75
CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES	78
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	81

Liste des Figures

LISTE DES FIGURES

CHAPITRE I
GENERALITES SUR L'ENERGIE EOLIENNE

=====

Figure I. 1 : Structure verticale de l'atmosphère	26
Figure I. 2 : Structure verticale de la troposphère	26
Figure I. 3 : Structure de la couche limite atmosphérique	27
Figure I. 4 : Les vents de surface	28
Figure I. 5 : Différents types des vents locaux	29
Figure I. 6 : Ensemble Anémomètre Girouettes.....	30
Figure I. 7 : Mât de mesure	31
Figure I. 8 : La rose du vent	31
Figure I. 9 : Types de dunes observées au Sahara Algérien.....	32
Figure I. 10 : Index des niveaux de déformation de Griggs-Putnam	32
Figure I. 11 : La distribution de Weibull.....	34
Figure I. 12: Principe de l'électrolyse de l'eau	38
Figure I. 13: Principe de l'électrolyse alcaline	39

CHAPITRE II

CAPTEURS EOLIENS

=====

Figure II. 1 : Conversion de l'énergie cinétique du vent.....	42
Figure II. 2 : moulin à vent.....	43
Figure II. 3: La première éolienne automatique	43
Figure II. 4: Éolienne de Poule La Cour	44
Figure II. 5: Eolienne à axe vertical (structure de Savonius)	45
Figure II. 6: Eolienne à axe vertical (structure de Darrieus).....	45
Figure II. 7: Schéma d'une éolienne à axe horizontal (aval et amont)	46
Figure II. 8: composants d'une éolienne à axe horizontal.....	46
Figure II. 9: Courbes caractéristiques d'éolienne de 600kW	48

CHAPITRE III

METHODOLOGIE & OUTILS

=====

Figure III. 1: Situation géographique des régions étudiées	51
Figure III. 2 : Courbe de puissance de l'aérogénérateur Vestas 90- 3 MW	52
Figure III. 3: Carte des vents (Merzouk 2000)	58
Figure III. 4: Carte des vents (Merzouk 2006).....	59
Figure III. 5: Carte des vents (Chellali 2011)	58
Figure III. 6: Carte des vents (Boudia 2013).....	59
Figure III. 7: Carte des vents (Daaou 2017)	58
Figure III. 8: Carte des vents (Boudia 2019).....	60

CHAPITRE IV
RESULTATS & INTERPRETATIONS

=====

Figure IV. 1: Cartes de la rugosité du sol.....	63
Figure IV. 2: Distributions de Weibull à 10 m de hauteur	64
Figure IV. 3: Roses des vents à 10 m	65
Figure IV. 4: variation des vitesses du vent à 10 m	65
Figure IV. 5: Variation de la densité de puissance à 10 m	66
Figure IV. 6: Distribution de Weibull et la rose des vents à 10 m (Printemps)	67
Figure IV. 7: Distribution de Weibull et la rose des vents à 10 m (Hiver)	67
Figure IV. 8: Distribution de Weibull et la rose des vents à 10 m (Automne).....	67
Figure IV. 9: Distribution de Weibull et la rose des vents à 10 m (été)	68
Figure IV. 10: Distribution de Weibull et la rose des vents à 10 m (Printemps)	68
Figure IV. 11: Distribution de Weibull et la rose des vents à 10 m (été).....	69
Figure IV. 12: Distribution de Weibull et la rose des vents à 10 m (Automne).....	69
Figure IV. 13: Distribution de Weibull et la rose des vents à 10 m (Hiver)	69
Figure IV. 14: Variation de la vitesse moyenne et la densité de puissance à 10 m	70
Figure IV. 15: Variation mensuelle de la vitesse et la densité de puissance à 10 m	71
Figure IV. 16: Positionnement des éoliennes sur Google earth et WAsP (Skikda).	72
Figure IV. 17: Positionnement des éoliennes sur Google Earth et WAsP (Annaba)	73

Liste des Tableaux

LISTE DES TABLEAUX

CHAPITRE I

GENERALITES SUR L'ENERGIE EOLIENNE

=====

Tableau I. 1: Echelle de Beaufort.....	33
Tableau I. 2: Coût spécifique des éoliennes selon la puissance nominale	36
Tableau I. 3: performances environnementales des installations	40

CHAPITRE III

METHODOLOGIE & OUTILS

=====

Tableau III. 1: Caractéristiques des régions étudiées	51
Tableau III. 2: Coordonnées géographiques des sites de mesure.....	52
Tableau III. 3: Caractéristiques de l'aérogénérateur Vestas 90- 3 MW	52
Tableau III. 4: Gradient de température et état atmosphérique.....	56

CHAPITRE IV

RESULTATS & INTERPRETATIONS

=====

Tableau IV. 1: Longueurs de rugosité (Meziane. 2016).....	63
Tableau IV. 2: Variation saisonnière des caractéristiques du vent à Skikda à 10 m	68
Tableau IV. 3: Variation saisonnière des caractéristiques du vent à Annaba à 10 m	69
Tableau IV. 4: Caractéristiques des paramètres et la production énergétique de chaque éolienne	72
Tableau IV. 5: Caractéristiques totales du parc.....	73
Tableau IV. 6: Caractéristiques des paramètres et la production énergétique de chaque éolienne	74
Tableau IV. 7: Caractéristiques totales du parc.....	74
Tableau IV. 8: Calcul énergie, hydrogène, les couts et émissions CO2 évité.....	75

Nomenclature

NOMENCLATURE

Paramètre de forme	A	
Paramètre d'échelle de Weibull	C	(m/s)
Coût d'énergie	CE	(\$/kW.h)
Coût d'électrolyseur	C_{elec}	(\$)
Coût d'hydrogène	CH	(\$/kg)
i ^e racine de j	C_j^n	
Chaleur massique de l'air a pression constante	C_{mp}	(j/kg.k)
Coût de maintenance et réparation	C_{omr}	(\$)
Coût spécifique d'éolienne	C_{spe}	(\$/kw)
Rendement d'une éolienne ou efficacité dynamique	C_p	(%)
Coût de turbine	C_T	(\$)
Densité de puissance	DP	(W/m ²)
Energie total brute	E_{brute}	(GWh)
Energie cinétique du vent	E_c	(kg.m ² /s ²)
Energie total nette	E_{nette}	(GWh)
Energie annuelle produite	E_p	(kWh/an)
Fréquence de vent calme	F_0	(%)
Distribution hybride de Weibull	f_{hw}	(%)
Distribution de Rayleigh	f_R	(%)
Gravité	g	(m/s ²)
Altitude de terrain	h	(m)
Taux d'inflation	i	(%)
Coût initial	Ic	(\$)
Fonction de Bessel d'ordre n	J_n	
Facteur de forme	K	
Coefficients arbitraires	$K_{n,j}$	
Constante de von kerman	K_v	
Longueur	L	(m)
L'échelle de longueur horizontale	L_j	
Masse d'air	m	(kg)
Masse molaire d'hydrogène	M_{H2}	(g/mol)
Puissance d'une éolienne	P	(W/m ²)

Puissance nominale	P_n	(W)
Perte sillage	P_s	(%)
Densité de flux moyen de la chaleur	q	(W/m ²)
Rayon	r	(m)
Surface balayée par l'éolienne	S	(m ²)
Durée de vie	t	(ans)
Nombre d'heures de la période considérer	T	(heure)
Température de l'air	T_p	(k)
Tension de cellule	U	(v)
Vitesse de frottement	U^*	(m/s)
Vitesse de l'état de base	U_0	(m/s)
Vitesse de vent à la hauteur h_1	V_1	(m/s)
Vitesse de vent à la hauteur h_2	V_2	(m/s)
Vitesse de vent	v	(m/s)
Vitesse vertical induite par le terrain	W_0	(m/s)
Potentiel de la vitesse de l'écoulement	χ	
Rugosité de sol	Z	(m)
Longueur de rugosité	Z_{0j}	(m)
Hauteur au niveau 1	Z_1	(m)
Hauteur au niveau 2	Z_2	(m)

SYMBOLES GREC

La fonction gamma	Γ	
Ecart type	σ	
Rendement de l'électrolyseur	η_{el}	
Azimut	\varnothing	(%)
Masse volumique de l'air	ρ	(kg/m ³)

Introduction Générale

INTRODUCTION GENERALE

=====

L'énergie est devenue un élément essentiel de la vie humaine et l'un des moteurs du développement social. Depuis des milliers d'années, l'homme utilise l'énergie pour subvenir à ses besoins vitaux. Le charbon et le pétrole sont parmi les sources d'énergie les plus connues et les plus largement utilisées dans le monde jusqu'à aujourd'hui et dans de nombreux pays [1].

Depuis le premier choc pétrolier en 1973, face à une demande énergétique croissante, à un épuisement à plus au moins long termes des énergies fossiles et à une pollution croissante de l'environnement, les pays du monde entier se tournent progressivement vers les énergies nouvelles et renouvelables. D'une manière générale, les énergies renouvelables sont un moyen de production d'énergie qui utilise une puissance ou des ressources illimitées [1].

Les cinq sources d'énergie renouvelables de base, fournies par le soleil, le vent, la chaleur de la terre, les chutes d'eau, les marées ou la croissance des plantes, génèrent peu de déchets ou d'émissions polluantes. Ils participent à la lutte contre les impacts des gaz à effet de serre et les émissions de dioxyde de carbone dans l'atmosphère, favorisent la bonne gestion des ressources locales et créent des emplois [2]. L'énergie solaire (solaire photovoltaïque, solaire thermique), éolien, hydraulique, biomasse, géothermie représentent un modèle d'extraction par rapport à « l'énergie traditionnelle » extraite des gisements d'énergie fossile (pétrole, charbon, lignite, gaz naturel) lors des processus de raréfaction. La source, qui fera l'objet de notre étude, est l'énergie éolienne issue du vent, de la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique puis en énergie électrique.

L'énergie éolienne est utilisée pour fournir des travaux mécaniques depuis des milliers d'années, les exemples les plus connus sont le moulin à vent, les pompes à l'eau et la forge des métaux dans l'industrie et la propulsion marine. La première éolienne « industrielle » à générer de l'électricité a été développée par Poul la Cour au Danemark en 1890 pour produire de l'hydrogène par électrolyse [2]. Au cours des années suivantes, il crée l'éolienne Lykkrgard, dont il vend 72 exemplaires en 1908 [2].

Compte tenu de la situation géographique et du climat de l'Algérie, le pays dispose d'un potentiel considérable en matière d'énergies renouvelables [3]. Alors qu'un nouveau plan gouvernemental en 2015 promettait de produire 22 GW d'énergie renouvelable d'ici 2030, le pays comprend actuellement un certain nombre de projet pilotes, dont la centrale hybride Hassi R'mel de 30 MW, l'éolienne Adrar de 10 MW en 2014 et le parc PV de 1.1 MW à Ghardaïa [3].

Le travail ci-présent consiste à faire une étude sur deux régions côtières au nord-est de l'Algérie, en commençant par étude sur l'estimation et l'analyse des ressources éoliennes dans les deux régions, puis une étude économique dans laquelle nous allons connaître le coût de l'énergie produite ainsi que celle d'hydrogène, en dernier nous passerons à une étude environnementale qui est axé sur la quantité de CO₂ émise dans l'atmosphère. Ce travail est structuré en par les chapitres suivants.

Le premier chapitre comprend une introduction générale à l'atmosphère terrestre et à ses différentes parties, on présente la définition du gisement éolien. Dans la deuxième partie nous définissons le vent, son origine, ses différentes types, sa variation dans la couche limite atmosphérique, puis les aspects économiques et environnementaux de cette source énergétique. En dernier, nous présentons la production de l'hydrogène à partir de l'énergie éolienne qui s'effectue par l'électrolyse de l'eau, l'électrolyse d'alcaline, puis le calcul du rendement Faraday et le taux d'hydrogène, ainsi que l'aspect environnemental.

Le deuxième chapitre comprend quatre parties, nous abordons les généralités sur les éoliennes. Dans la première partie, nous présentons une définition de l'énergie éolienne de manière générale. La deuxième partie comprend l'évolution de l'éolienne et de son utilisation par l'homme dans l'historique. Dans la troisième partie, nous abordons les différents types ainsi que l'architecture d'une éolienne. Par ailleurs, nous définissons les divers domaines d'applications des éoliennes. La dernière partie, comprend la définition de la puissance d'une éolienne.

Le troisième chapitre est dédié au modèle numérique utilisé pour la simulation de l'écoulement du vent, pour cela nous utilisons le programme WAsP qui permet de traiter ces conditions.

Le quatrième chapitre comprend l'ensemble des résultats relatifs à l'étude du gisement éolien dans deux sites à l'Est d'Algérie, à savoir Annaba et Skikda. Dans un premier temps, nous présentons une étude statique établie au niveau des mâts de mesure, à 10m de hauteur. Pour cela, nous abordons une étude temporelle complète au niveau des deux sites, à savoir une étude annuelle globale, mensuelle, en présentant les différents paramètres étudiés que les roses des vents et les histogrammes de la vitesse du vent, ajustés par la distribution de Weibull. Dans la deuxième partie nous présentons la carte des vents des deux régions ainsi que la simulation de la production énergétique d'éventuelles fermes éoliennes, simulées au niveau des sites les plus ventés. La dernière partie de ce chapitre comprendras une étude technico-économique dans laquelle nous analyserons plusieurs paramètres qui nous permettent de juger le rendement des parcs éolien, suivie d'une étude d'évaluation de coût du kWh produit ainsi que celle d'hydrogène pour chaque parc éolien simulé. En dernier point, ça concerne la quantité de CO₂ évité.

La conclusion générale résume les principaux résultats de cette étude.

CHAPITRE I

GENERALITES SUR L'ENERGIE EOLIENNE

CHAPITRE I

GENERALITES SUR L'ENERGIE EOLIENNE

=====

1. INTRODUCTION

Dans ce premier chapitre nous parlons généralement du vent. La première partie nous voyons une présentation générale de l'atmosphère terrestre, ses différentes parties tout en se concentrant sur la couche limite atmosphérique, suivi d'une définition du gisement éolien. Dans la deuxième partie nous allons présenter le phénomène du vent, son origine, ses caractéristiques et sa distribution, ses différents types et sa variation dans la couche limite atmosphérique, puis les aspects économique et environnementaux de cette source énergétique. Quant à la troisième partie, nous abordons les méthodes qui permettent la production d'hydrogène à partir de l'énergie éolienne et les équations pour le calcul de rendement et le taux d'hydrogène, à la fin nous passons à l'aspect environnemental.

2. L'ATMOSPHERE

L'atmosphère est la couche d'air qui entoure la terre, c'est une enveloppe de gaz et de poussières microscopiques. L'atmosphère terrestre est constituée de plusieurs couches de gaz et de particules en suspension, d'environ 500 km d'épaisseur que la terre retient à sa surface. Sa densité et sa température diminuent avec l'altitude. Seule la couche la plus basse de l'atmosphère (15 km), renferme des êtres vivants et se trouve brassée par les courants atmosphériques à l'origine des phénomènes climatiques. Du point de vue physique, l'atmosphère obéit aux mêmes lois que l'eau puisqu'il s'agit d'un fluide. Cependant, la densité de l'atmosphère est plus faible que celle de l'eau ; de même la capacité calorifique de l'air est bien inférieure à celle de l'eau [4].

L'atmosphère est subdivisée en plusieurs couches en fonction du gradient vertical de température (Figure I.1), mais dans son état standard, elle est essentiellement constituée de deux-grandes parties, la troposphère et la stratosphère.

- La stratosphère se trouve au-dessus de la troposphère, elle est limitée en haut par l'ionosphère, et elle comprend la couche d'ozone. Cette dernière est essentielle à la vie sur terre, car elle absorbe la majorité des rayons solaires ultraviolets qui sont extrêmement nocifs pour tout être vivant. Cette absorption provoque un dégagement d'énergie sous forme de chaleur. C'est pourquoi la température augmente lorsqu'on s'élève dans la stratosphère. S'agissant d'un environnement beaucoup plus calme, les mouvements de l'air y sont bien moindres.

- La troposphère correspond à la couche atmosphérique la plus proche du sol terrestre. Son épaisseur est variable, de l'ordre de 7 km de hauteur au-dessus des pôles allant jusqu'à 18 km au-dessus de l'équateur et environ 13 km, selon les saisons, dans certaines zones. C'est dans cette couche qu'on retrouve la plus grande partie des phénomènes météorologiques. Plus on s'élève dans la troposphère, plus la température décroît de façon significative d'environ 6°C tous les 1000 mètres pour atteindre -56°C à la tropopause. Cette dernière marque la séparation entre la troposphère et la stratosphère.

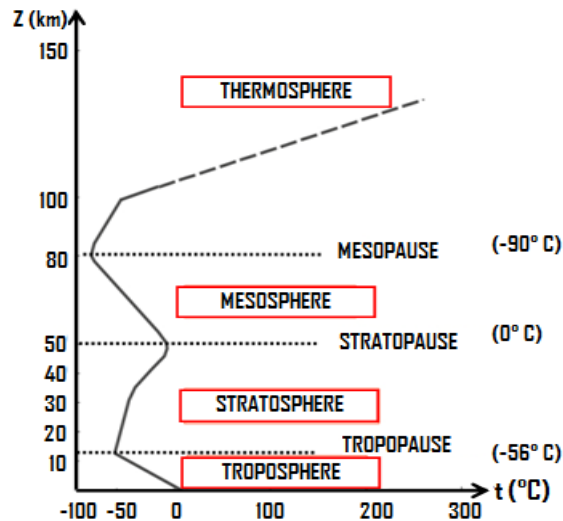


Figure I. 1 : Structure verticale de l'atmosphère [5]

La troposphère à son tour peut être scindée en deux parties distinctes. L'atmosphère libre d'un côté et la couche limite atmosphérique (CLA) d'autre côté. La Figure I.2 présente la structure verticale de la troposphère.

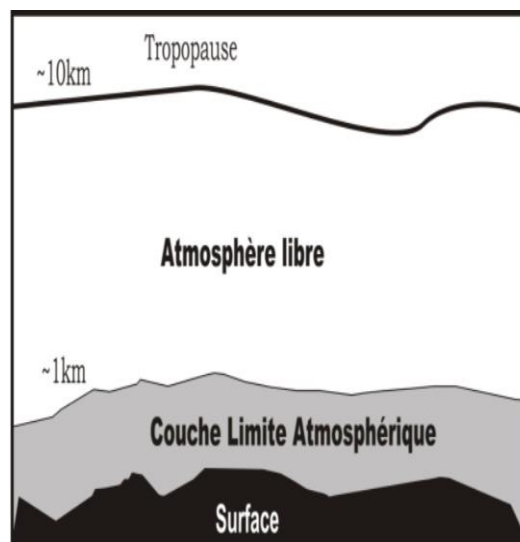


Figure I. 2 : Structure verticale de la troposphère [6]

Dans l'atmosphère libre, le vent est uniforme, et peu turbulent, avec une vitesse qui représente le foyer des vents dit géostrophiques. Les forces de pression et de Coriolis sont prédominantes et les forces de frottement sont négligeables.

La couche limite atmosphérique (CLA) est définie comme la partie de la troposphère directement soumise à l'influence de la surface terrestre (terres, mers, lacs, ...) à l'échelle de la journée [5] [7]. C'est la couche d'atmosphère comprise entre la surface de la terre et environ 1 km d'altitude en moyenne, mais son épaisseur est très variable, elle est caractérisée par des transferts d'énergie entre la surface et l'atmosphère. Au-dessus de la CLA, l'influence de la surface est négligeable et l'écoulement de l'air qui n'est autre que le vent est laminaire dans l'atmosphère libre. La CLA est composée de trois sous couches d'épaisseurs variables qui sont la sous-couche rugueuse (de quelques millimètres à quelques mètres), la sous-couche de surface (quelques dizaines à une centaine de mètres) et la sous-couche d'Eckman [8] de l'ordre du kilomètre (Figure I.3). Les éoliennes actuelles sont situées dans la sous-couche de surface où le vent est influencé par plusieurs paramètres tels que la nature du relief et les obstacles.

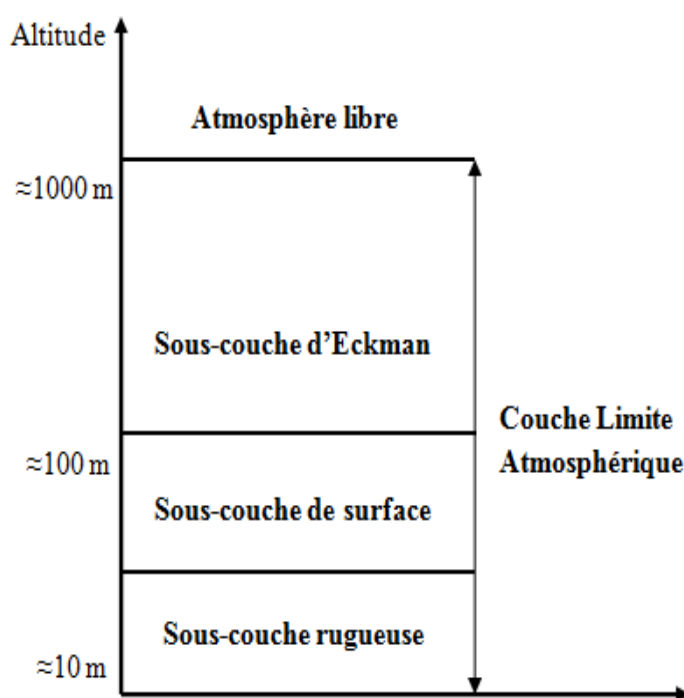


Figure I.3 : Structure de la couche limite atmosphérique [8]

3. LE VENT [9]

Le vent est le mouvement de l'air dans l'atmosphère, il est créé par des différences de température et de pression. Ainsi, lorsqu'il y a une différence de pression entre deux points, l'air s'écoule de l'endroit où la pression est plus élevée (ou l'air est froid) vers l'endroit où la pression est plus faible (ou l'air est chaud). En d'autres termes, l'air passe de la haute pression à la basse pression. Le grand responsable de ce phénomène est le soleil. Il chauffe les océans et les continents, mais à des rythmes différents (matin et nuits). Une fois réchauffés, ceux-ci chauffent à leur tour la masse d'air au-dessus.

4. TYPES DE VENTS

4.1. Le vent géostrophiques [10]

Aussi connus sous le nom de vents globaux. Ceux-ci sont avant tout le produit d'écart de température et des variations de pression qui en suivent. La surface a donc peu d'effet sur la direction et la vitesse de ces vents. Ils sont situés à plus de 1000m d'altitude. Leurs vitesses peuvent être mesurées avec des ballons-sondes.

4.2. Le vent de surface [10]

Jusqu'à environ 100m de hauteur, l'influence de la surface du sol sur les vents est importante. Ainsi, comme nous allons voir par la suite, la rugosité du terrain ainsi que les obstacles naturels ou artificiels peuvent freiner le vent. A cause de la rotation de la terre, les directions des vents près de la surface diffèrent également un peu de celles des vents géostrophiques. En matière d'énergie éolienne, ce sont les vents de surface et leur capacité énergétique qui présentent le plus grand intérêt.

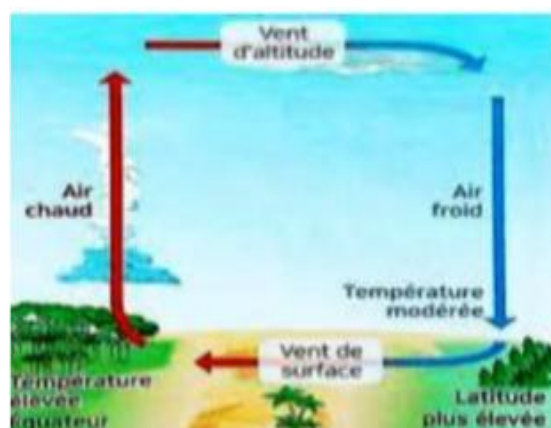


Figure I. 4 : Les vents de surface [10]

4.3. Vents locaux [11]

Les vents locaux sont toujours superposés aux vents dominants, et lorsque les vents globaux sont faibles, les vents locaux ont tendance à dominer le régime des vents. La pression et la friction créent des vents localisés. La figure I.5 montre les différents types de vents locaux.

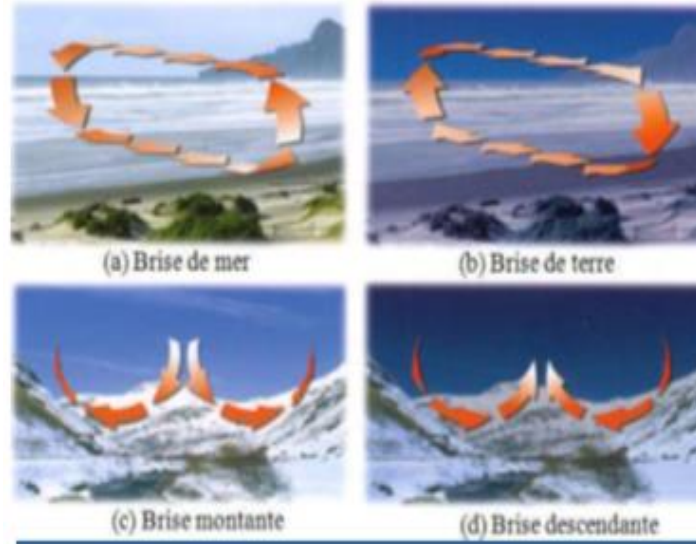


Figure I. 5 : Différents types des vents locaux [11]

- ✓ **Brise de terre et de mer** : la différence de température entre la terre et la mer fait monter l'air chaud puis se propage à la surface de la mer, et l'air froid de la surface de la mer est immédiatement attiré vers les dépressions créées par le réchauffement de la terre : c'est la carte des brises marines (I.5.a). au crépuscule, le phénomène se stabilise car les températures terrestres et océaniques sont plus moins égales. La nuit, cette brise est dans la direction opposée (I.5.b).
- ✓ **Les vents de montagne** : le terrain favorise de nombreux phénomènes climatiques intéressants. La brise de vallée en est un exemple. Dans l'hémisphère nord, elle est active sur les pentes exposées au sud (nord dans l'hémisphère sud). Au fur à mesure que la pente et l'air environnant se réchauffent, la densité de l'air diminue, de sorte que l'air commence à monter vers le sommet, produisant le diagramme de « brise montante » (I.5.c). La nuit, ce phénomène s'inverse, et un schéma « vent descendant » apparaît (I.5.d). comme exemples de vents locaux, les vents nord-ouest qui traversent la vallée du Rhône en France puis se propagent vers le mer Méditerranée, et les vents Sirocco qui soufflent du sud du Sahara vers la Méditerranée.

5. PARAMETRES DU VENT

En météorologie, le vent est le mouvement de l'air sur un plan horizontal. Sa mesure consiste en deux paramètres : la direction et la vitesse. La direction du vent est toujours donnée par la direction d'origine. Le vent d'ouest est le vent qui souffle de l'ouest et le vent du nord est le vent qui souffle du nord. Son indication est donnée à l'aide des girouettes [12].

5.1. Les anémomètres et girouette [12]

Ils sont utilisés pour mesurer la vitesse du vent. En général, l'anémomètre doit être placé sur un mât de 10 mètres de haut. L'anémomètre se compose de trois petites coupelles montées sur des bras horizontaux régulièrement espacés. Equipé d'un compteur de tours, la vitesse de l'anémomètre est proportionnelle à la vitesse du vent. Par ailleurs, la fonction principale d'un anémomètre est liée à la deuxième fonction, à savoir mesurer la direction du vent à l'aide de la girouette associée. D'où le nom (pales d'anémomètre) la figure. I.6 représente un ensemble de pales d'anémomètre.



Figure I. 6 : Ensemble Anémomètre Girouettes [6]

5.2. Le mât de mesures

Le mât de vent est une structure en treillis de sections triangulaires de différentes hauteurs utilisant des haubans en acier très résistants. [12] le mât doit être positionné en place pour mesurer les paramètres du vent (figure I.7) et doit répondre aux critères suivants :

- Le mât de mesure doit être à moins de 10m de hauteur et sur un sol propre ;
- Le mât doit être installé à une distance d'au moins dix fois la hauteur des obstacles environnants ;
- Si la hauteur angulaire d'un objet est supérieure à 10° , il est considéré comme un obstacle ;
- L'auteur de l'obstacle ne doit pas dépasser 5,5m. Rayon de 100m autour de mât ;
- Les obstacles inférieurs à 2m sont négligeables ;
- Les changements de terrain dans un rayon de 100m sont également considérés comme des obstacles ;
- La distance minimale de capteur doit être de quinze fois la largeur de l'obstacle mince en saillie (mât, arbre mince) qui dépasse une hauteur de 8m [6].



Figure I. 7 : Mât de mesure [12]

5.3. La rose des vents

Les vents les plus forts soufflent généralement d'une direction spécifique. Pour mieux comprendre la distribution de la vitesse et de la direction du vent, un diagramme de rose des vents peut être construit à partir d'observations météorologiques dans une zone donnée [13]. Elle compte plusieurs secteurs, 4, 8, 12, 16, 24 et jusqu'à 32 directions, plus au moins équidistantes. La fréquence de chaque direction est indiquée par le rayon de son secteur, et chaque intervalle de vitesse du vent est indiqué et identifié par une couleur [14].

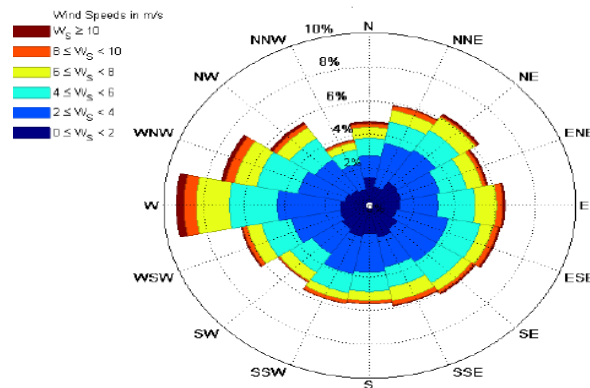


Figure I. 8 : La rose du vent [3]

6. INDICATEURS ECOLOGIQUES ET BIOLOGIQUES

Lorsque les données ne sont pas disponibles, des indicateurs écologiques peuvent être utilisés pour déterminer la force des vents dominants. Les dunes de sable sont un exemple de formation de vent. La direction du vent dans la région sud peut être représentée par la forme des dunes, à savoir [10] :

- Vents unidirectionnels : ont été observés à Goléa entraînant la formation d'une dune en forme de croissant appelée Berkhane. (Figure I.9.a)
- Vents bidirectionnels : conduisant à la formation de dunes linéaires appelées Sifs, observable près de la région d'Adrar. (figure I.9.b)

- Vents multidirectionnels : conduisant à la formation du monticule étoilé, près de Hassi Messaoud. (Figure I.9.c)

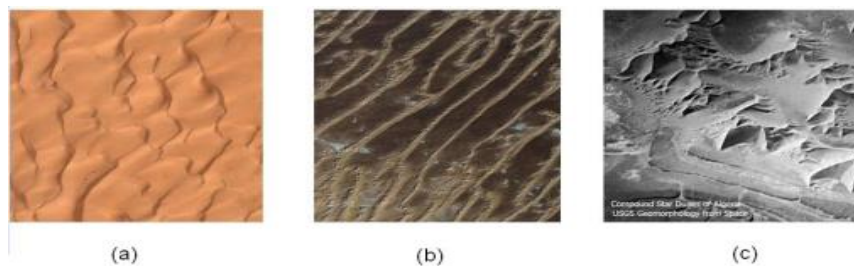


Figure I. 9 : Types de dunes observées au Sahara Algérien [14]

Dans les régions côtières et montagneuses, les arbres et arbustes sont généralement considérés comme de bons indicateurs qualitatifs du vent. Ceux-ci peuvent être déformés par des vents forts et des conditions difficiles. Putnam a classé la déformation des arbres et de leurs branches selon la force du vent. La Figure I.10 montre le degré de déformation due au vent [15].

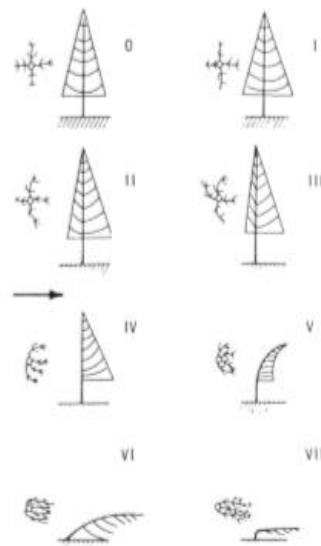


Figure I. 10 : Index des niveaux de déformation de Griggs-Putnam [15]

7. ECHELLE DE BEAUFORT [3]

Une classification a été établie sur la base du Beaufort qui divise le vent selon sa vitesse. L'échelle de Beaufort est une échelle de mesure empirique qui comprend 13 degrés de vitesse moyenne du vent (de 0 à 12). A l'origine, les degrés Beaufort correspondaient à des conditions de mer associées à une gamme de vitesses moyennes de vent. Même si cette vitesse peut maintenant être mesurée avec une grande précision à l'aide d'anémomètres. En mer, il est toujours commode de l'estimer en regardant l'effet du vent sur la seule surface de la mer.

Le tableau I.1 catégorise le vent à l'aide de l'échelle de Beaufort, qui décrit différentes propriétés du vent en fonction de sa vitesse.

Degré de l'échelle	Appellation	Effets produits par le vent	Vitesse (km/h)
0	Calme	Calme, la fumée s'élève verticalement.	0-1
1	Brise très légère	La direction du vent est révélée par le sens de la fumée, mais non par la girouette.	1-5
2	Brise légère	On sent le vent sur la figure. La girouette est mise en mouvement. Les feuilles bougent.	5-11
3	Petite brise	Feuilles et petites branches constamment agitées. Le vent déploie les drapeaux légers.	11-19
4	Jolie brise	Soulève la poussière et les papiers, fait mouvoir les petites branches.	19-28
5	Bonne brise	Les arbustes en feuilles balancent. Des vaguelettes se forment sur les lacs ou étangs.	28-38
6	Vent frais	Les grandes branches bougent. Les fils électriques bougent. L'usage des parapluies devient difficile.	38-50
7	Grand vent	Les arbres entiers sont agités. Il est pénible de marcher contre le vent.	50-61
8	Coup de vent	Brise les petites branches des arbres.	62-74
9	Fort coup de vent	Domages aux constructions légères, cheminées et tuiles emportées.	75-88
10	Tempête	Arbres déracinés. Graves dégâts aux constructions.	89-102
11	Violente tempête	Ravages étendus.	103 à 117
12	Ouragan	Destructions considérables.	118 et plus

Tableau I. 1: Echelle de Beaufort

8. VARIATION DE LA VITESSE DU VENT

Le calcul de potentiel éolien se fait à partir de la distribution de vitesses moyennes de vent ajustées dans le temps à l'aide de différents modèles existant dans la littérature dont les plus connus sont :

8.1. Distribution de Weibull [3]

Afin d'évaluer le potentiel éolien d'un site, il est important d'exprimer la distribution des vitesses du vent. Le modèle le plus utilisé pour caractériser la distribution des vitesses du vent est la distribution de probabilité de Weibull. La fonction de distribution de Weibull est une fonction exponentielle à deux paramètres, un paramètre d'échelle c (m/s) qui fournit des informations sur les caractéristiques de vent moyennes du site, et un paramètre de forme k (sans unité) qui caractérise l'asymétrie de la distribution de fréquence. La distribution de Weibull est présentée mathématiquement par sa fonction de densité de probabilité $f(V)$, et le vent soufflant à la vitesse V est donnée par [16] :

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

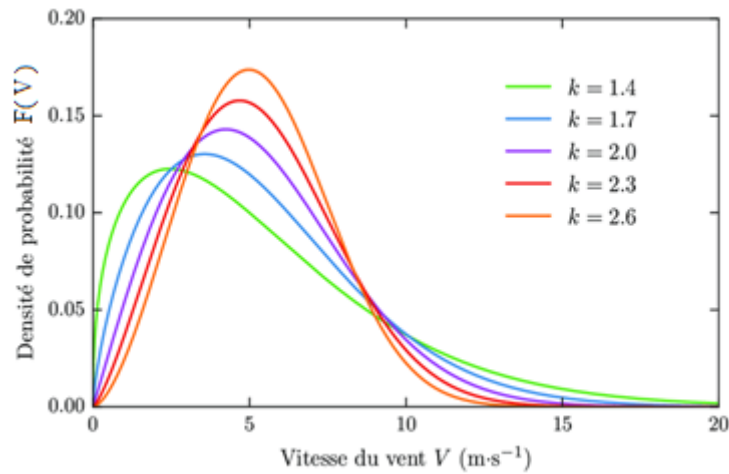


Figure I. 11 : La distribution de Weibull [10]

Il existe plusieurs façons de déterminer les coefficients k et c de la distribution de Weibull, qui s'applique aux données brutes de vitesse du vent sur une période de temps spécifiée. La détermination de ces paramètres permet de comprendre la distribution de du vent à un endroit donné. Parmi les méthodes les plus couramment utilisées, on peut retenir : la méthode de l'écart type de variation de vitesse et sa vitesse moyenne, que nous définirons dans la section suivante.

8.2. Distribution hybride de Weibull [17]

Dans des sites avec des fréquences de vent calme relativement élevées (>15% du vent total) la distribution de Weibull ne répond pas parfaitement à la situation [18]. En effet, cette proportion considérable des vents calmes ne peut être négligée. On utilise alors ce qu'on appelle la distribution hybride de Weibull, définie par la fonction de densité de probabilité $f_{hw}(v)$ décrite par :

$$F_{hw}(v) = (1-f_0) \frac{A}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{A-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^A\right] \quad (I.2)$$

f_0 est la fréquence des vents calmes, donnée par : $f_0=f(v)$ pour $v=0$.

8.3. La distribution de Rayleigh [17]

La distribution de Rayleigh est un cas particulier, isotrope, de la distribution de Weibull [19]. C'est le cas où le paramètre de forme k égale 2. La fonction de densité de probabilité, devient alors :

$$F_r(v) = 2 \frac{v}{c^2} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^2\right] \quad (I.3)$$

9. DETERMINATION DES PARAMETRES DE WEIBULL [20]

9.1. Méthode des moindres carrés

C'est la méthode la plus simple après hiérarchisation passe par le calcul de fréquence cumulée de la distribution de Weibull qui s'écrit :

$$A = a \quad (I.4)$$

$$C = \exp\left(-\frac{b}{a}\right) \quad (I.5)$$

9.2. Méthode de l'écart type et de la vitesse moyenne

Cette méthode est basée sur la vitesse moyenne du vent et l'écart type. Les paramètres de forme et d'échelle sont déterminés avec les relations suivantes :

$$K = \left(\frac{\sigma}{V}\right)^{-1.086} \quad (I.6)$$

$$C = \frac{V}{r\left(1+\frac{1}{A}\right)} \quad (I.7)$$

10. EXTRAPOLATION VERTICALE DE LA VITESSE DU VENT

La vitesse du vent est généralement mesurée à 10m selon la norme standard des services de météorologie, ce qui nécessite l'extrapolation de sa valeur à des hauteurs d'intérêt (à la hauteur de l'hélice d'un aérogénérateur). Pour cela, deux principaux types de projection sont généralement utilisés, le profil logarithmique [21] et le profil de loi de puissance [22]

10.1. Loi logarithmique [23]

La loi logarithmique dépend que la longueur de rugosité z_0 et est valable pour un profil près du sol, à une hauteur inférieure à 50m , pour des terrains relativement plats elle s'écrit comme suit :

$$V_2 = V_1 \frac{\ln\left(\frac{z_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_1}{z_0}\right)} \quad (I.8)$$

Avec :

z_1 : hauteur du mât de mesure.

z_2 : hauteur de l'éolienne.

V_1 : vitesse mesuré au niveau du mat de mesure.

V_2 : vitesse qu'on veut déterminer.

10.2. Loi de puissance

L'extrapolation verticale de la vitesse du vent peut se faire au centre du modèle de puissance, donnée par la relation suivante [15] :

$$V_2 = V_1 \left(\frac{z_2}{z_1}\right)^\alpha \quad (I.9)$$

V_1 est la vitesse du vent à la hauteur z_1 , la vitesse V_2 à la hauteur z_2 et α est le coefficient de frottement, qui dépend de la vitesse du vent et de la hauteur de mesure. Elle varie d'un endroit à l'autre, notamment en fonction de la rugosité du terrain. 1/7 pour un terrain plat ouvert, 1/2 pour un grand centre-ville [16].

11. ENERGIE EOLIENNE [21]

L'énergie cinétique du vent est exprimée en fonction de la masse et de la vitesse du volume d'air à l'aide de la relation suivante :

$$Ec = \frac{1}{2} m v^2 \quad (\text{I.10})$$

11.1. Densité de puissance

La densité de puissance en fonction des paramètres de Weibull a été estimée à l'aide de l'équation suivante [24] :

$$DP = \frac{1}{2} \times \rho \times C^3 \times \Gamma \left(1 + \frac{3}{A} \right) \quad (\text{I.11})$$

11.2. Densité énergétique

On peut également estimer la densité énergétique moyenne d'un site donné sur la période définie ci-dessous [25] [26] :

$$Ep = DP \times T \quad (\text{I.12})$$

Ce qui donne:

$$Ep = \frac{1}{2} \times \rho \times C^3 \times \Gamma \left(1 + \frac{3}{A} \right) \times T \quad (\text{I.13})$$

Où T est le nombre d'heures de la période considérée.

12. ASPECT ECONOMIQUE

Le coût (C_t) d'une éolienne est généralement exprimé comme le produit de son coût spécifique et de sa puissance nominale [27].

$$C_t = C_{spe} \times P_n \quad (\text{I.14})$$

Le tableau I.2 résume l'évolution du coût spécifique de l'éolienne (C_{spe}) en fonction de la puissance nominale (P_n) proposée par [35]. Ainsi, pour les éoliennes d'une puissance nominale supérieure à 200kw, la valeur du coût spécifique moyen, qui est la moyenne du coût spécifique le plus bas de 700 \$/kW et du coût spécifique le plus élevé de 1600 \$/kW, est égale à 1150 \$/kW.

Gamme de puissance P_n (kW)	Coût Spécifique (\$/kW)	La valeur moyenne (\$/kW)
$P_n < 20$	2200-3000	2600
$20 < P_n < 200$	1250-2300	1775
$P_n > 200$	700-1600	1150

Tableau I. 2: Coût spécifique des éoliennes selon la puissance nominale [27]

Pour estimer le coût de la production d'énergie éolienne, la méthode du coût de la valeur actualisée (ou PVC, present value Cost) peut être utilisée, incluant à la fois le coût initial (I_C) et le coût d'installation. L'exploitation, l'entretien et la réparation (C_{omr}) sont donnés par [28-30]

$$PVC = I_C + C_{omr} \times \left[\frac{1+i}{r-i} \right] \times \left[1 - \left(\frac{1+i}{1+r} \right)^t \right] - S \times \left(\frac{1+i}{1+r} \right)^t \quad (\text{I.15})$$

Les paramètres I_C incluent le prix de la turbine, les travaux de génie civil et les coûts d'installation. Supposons que les travaux de génie civil représentent 20% du prix de la turbine. Le coût annuel d'exploitation et de maintenance (C_{omr}) est de 25% du coût l'éolienne, le taux d'intérêt (r) est égale à 8%, le taux d'inflation (i) est environ 6%, et enfin la durée de vie (t) de l'éolienne a 20ans. Le facteur de récupération (S) a été fixé à 10% de l'investissement en travaux mécaniques et civils [27]. Par conséquent, une estimation du coût énergétique par kWh produit par différentes éoliennes est donnée par la relation suivante :

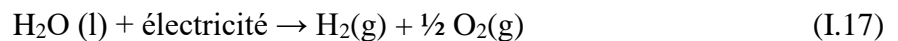
$$CE = \frac{PVC}{E_p \times t} \quad (\$/KWh) \quad (I.16)$$

13. PRODUCTION D'HYDROGENE PAR L'ENERGIE RENEUVELABLE

En Algérie, peu d'études concernant la production d'hydrogène propre et durable à partir d'énergies renouvelables qui sont effectuées [31] [32] ; ont estimé les potentialités de l'Algérie en matière d'hydrogène durable et renouvelable, et ont passé en revue la situation énergétique Algérienne. Ils ont également discuté des perspectives d'utilisation de l'hydrogène dans le mix énergétique national. Aiche et al (2007) [33] et Aiche et al (2010) [34] ont étudié la possibilité de production d'hydrogène à partir de l'énergie éolienne par électrolyse de l'eau dans le sud de l'Algérie. Douak et Settou (2015) [35] ont discuté la production d'hydrogène électrolytique à partir d'une source d'énergie éolienne dans trois régions les plus ventées du sud de l'Algérie, en utilisant différentes tailles d'éoliennes. Le coût de l'hydrogène le plus faible a été obtenu pour le site d'Adrar avec 1,214 \$/kg en utilisant l'éolienne (De Wind D7).

13.1. L'électrolyse de l'eau

L'électrolyse de l'eau est un procédé de décomposition électrochimique de la molécule (H_2O) en dihydrogène (H_2) et en dioxygène (O_2) sous l'action d'un courant électrique, selon l'équation générale suivante :



Le système d'électrolyse de l'eau est constitué d'une cellule d'électrolyse, de deux électrodes (anode et cathode) et d'un électrolyte (milieu conducteur ionique), reliés à un générateur de courant continu. Cette technologie permet la production d'un hydrogène de très haute pureté avec un rendement énergétique de l'ordre de 70% [36]. Cependant, cette méthode exige de disposer de courant électrique à très faible coût. En effet, le coût de l'hydrogène produit par électrolyse est en effet d'abord et avant tout lié à celui de l'électricité et à son mode de production.

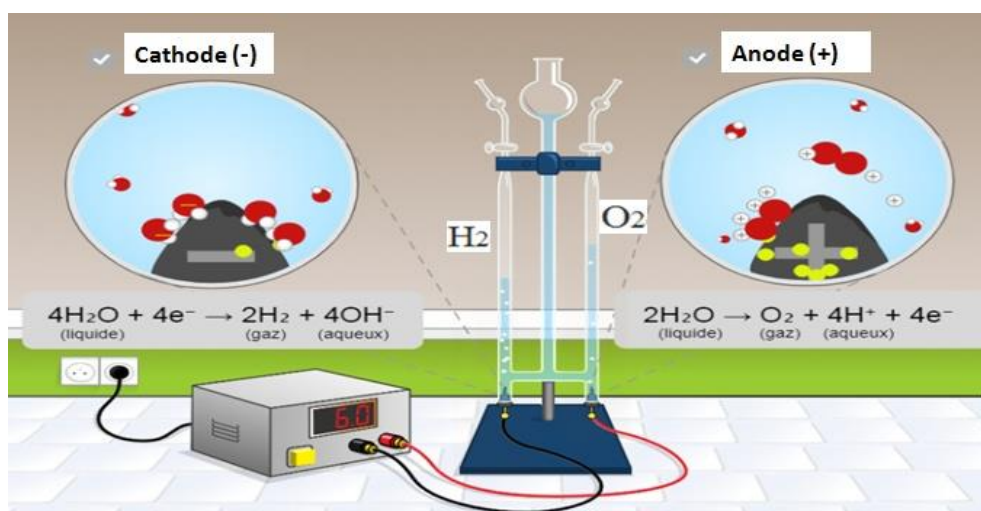


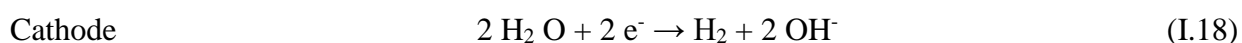
Figure I. 12: Principe de l'électrolyse de l'eau

L'électrolyse de l'eau à l'aide de l'électricité d'origine nucléaire est la principale voie de production d'hydrogène à partir de composés non-fossiles [37], et présente un avantage considérable en matière d'émission de CO₂ (pas d'émissions), on distingue :

- L'électrolyse alcaline à basse température (< 200°C), utilisant une solution aqueuse d'hydroxyde de potassium (KOH).
- L'électrolyse solide à basse température (< 200°C) utilisant un électrolyte solide, une membrane polymère conductrice de protons, PEM (Proton Exchange Membrane).
- L'électrolyse à haute température (EHT), s'effectue dans une gamme de températures qui variant entre 700 et 1000 °C.

13.2. L'électrolyse alcaline

L'électrolyse alcaline est le procédé le plus mature, le plus ancien, le plus développé et le plus largement utilisé en industrie [38] [39]. L'électrolyte est généralement constitué d'une solution d'hydroxyde de potassium (KOH) dont la concentration varie en fonction de la température (typiquement de 25% en masse à 80°C jusqu'à 40% à 160°C), pour augmenter la conductivité de l'électrolyte. Les réactions anodiques et cathodiques sont [38]:



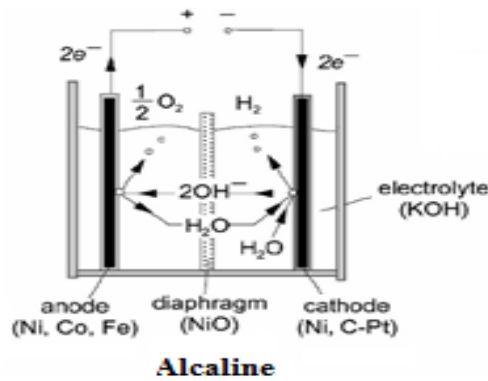


Figure I. 13: Principe de l'électrolyse alcaline [38]

13.3. Rendement faradique

Le rendement faradique d'un électrolyseur provient du flux de gaz qu'il produisait. Il est donné par l'équation suivante :

$$n_F = 96.5 * \exp\left(\frac{0,09}{i_e} - \frac{75,5}{i_e^2}\right) \quad (I.20)$$

i_e est le courant de l'électrolyseur (A), η_F est le rendement Faradique (%).

13.4. Taux de l'hydrogène

Selon la loi de Faraday, le taux de production d'hydrogène dans une cellule d'électrolyse est directement proportionnel à la vitesse de transfert des électrons au niveau des électrodes, qui est à son tour égale au courant électrique dans le circuit [13] [35].

$$M_{H_2} = \frac{n_F \cdot n_c \cdot i_e}{2 \cdot F} \quad (I.21)$$

M_{H_2} est le débit de l'hydrogène en (kmol/s), i_e le courant de l'électrolyseur en (A), n_c nombre de cellules en série, η_F rendement de Faraday (%), F est le nombre de Faraday (C) de 5640 coulombs.

14. ASPECT ENVIRONNEMENTAL

En raison du problème du réchauffement climatique causé par l'émission de gaz à effet des serres dans l'atmosphère, la protection de l'environnement reçoit de plus d'attention. L'estimation des émissions de dioxyde de carbone est une tâche importante dans l'évaluation de l'impact environnemental de l'énergie produite à partir de différentes sources (fossiles, nucléaires et renouvelables) et aide à prendre de meilleures décisions. Protection environnementale. Les taux d'émission de CO_2 des différentes sources d'énergie sont indiqués dans le tableau suivant :

Centrale de production d'électricité	Potentiel réchauffement planétaire ($g_{co2,eq}/kWh$)	Valeur moyenne ($g_{co2,eq}/kWh$)
Centrales à charbon	900-1200	1050
Diesel, usine de pétrole lourd	780-900	840
Centrales à gaz	400-500	450
Photovoltaïque	50-100	75
Centrales nucléaires	15-50	32.5
Centrales hydraulique	15-40	27.5
Centrales éolienne onshore	12.7	12.7
Centrales éolienne offshore	14.8	14.8

Tableau I. 3: Performances environnementales des installations [40] [41]

15. CONCLUSION

Dans ce chapitre nous avons un aperçu sur la source même de notre étude qui est le vent. Ainsi, nous avons défini l'atmosphère dans laquelle se déroule le phénomène en lui-même et avons présenté les différentes couches qui composent cette dernière. Par la suite, nous avons donné les différents types de vent et avec quels appareils il est possible de mesurer leur vitesse. Ensuite, nous avons parlé de l'énergie éolienne, sa densité de puissance et énergétique, son aspect économique et environnemental. A la fin, nous avons traité de la production d'hydrogène à partir de l'énergie éolienne, en utilisant la méthode de l'électrolyse de l'eau et de l'alcaline, les équations de calcul du rendement et du taux d'hydrogène, puis de l'aspect environnemental.

CHAPITRE II

CAPTEURS EOLIENS

CHAPITRE II

CAPTEURS EOLIENS

=====

1. INTRODUCTION

Dans ce chapitre nous abordons les généralités sur les éoliennes. Dans un premier temps, nous présentons une définition de l'énergie éolienne d'une façon générale. La deuxième partie comprend l'évolution de l'éolienne et son utilisation par l'homme dans l'histoire. Dans la troisième partie, nous abordons les différents types d'éoliennes ainsi que l'architecture d'une éolienne. Par ailleurs, nous définissons les divers domaines d'applications des éoliennes. En fin nous terminons par introduire la puissance d'une éolienne.

2. GENERATEUR EOLIEN

L'éolienne est un dispositif permettant la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, puis en électricité comme il est illustré dans la Figure II.1 ci-dessous [42].

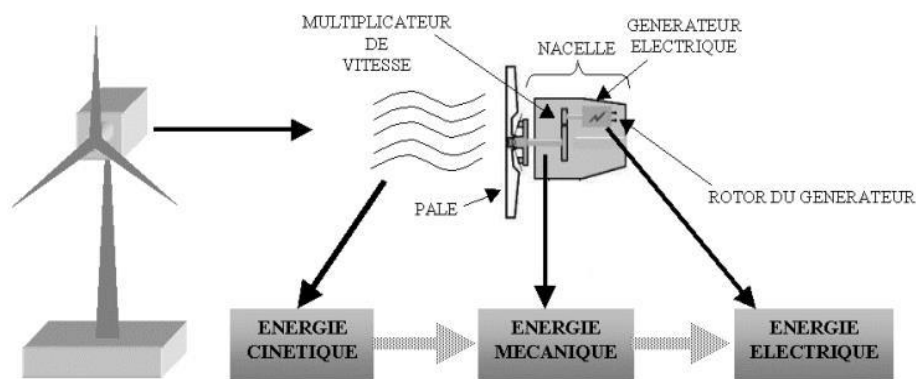


Figure II. 1 : Conversion de l'énergie cinétique du vent [1].

Les matériaux nécessaires à la fabrication des différents éléments (nacelle, mât, pales et multiplicateur notamment) doivent être technologiquement avancés et sont par conséquent onéreux [43]. Les installations des capteurs éoliens peuvent être réalisées sur terre (on-shore) mais également de plus en plus en mer (off-shore) [43]. Sa durée de vie est d'environ 20 ans [44].

3. HISTORIQUE

On estime que le principe de l'éolienne était déjà connu 200 avant Jésus Christ, chez les Perses qui utilisaient des moulins à vents afin de moudre le grain de blé. Ce n'est qu'au Moyen Age que les moulins à vent se sont considérablement développés notamment aux Pays Bas qui s'en servaient et même aujourd'hui pour pomper l'eau des rivières et des canaux [45].



Figure II. 2 : moulin à vent [12]

La première éolienne destinée à produire de l'électricité (voir figure II.3) fut construite par Charles F. Brush en 1887, elle est composée de 144 pâles et d'un diamètre de 17 m, produisant 12 kW [45].

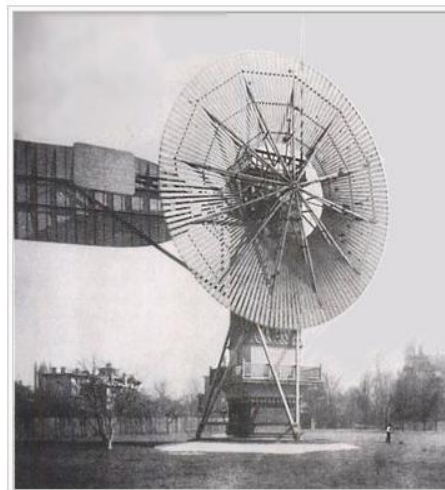


Figure II. 3: La première éolienne automatique [45]

Le météorologue danois Poule La Cour qui voyait dans l'électricité une des techniques qui auraient le plus d'importance dans l'avenir, avait mené des recherches pour améliorer l'efficacité des moulins à vent et améliorer l'invention de Charles F.Brush. Il conclut ainsi qu'une éolienne à rotation rapide (voir Figure II.4) ayant un nombre de pales limité produisait plus d'électricité. Ceci a été possible grâce à ses recherches dans une soufflerie aérodynamique. [45]



Figure II. 4: Éolienne de Poule La Cour [45]

4. LES DIFFERENTS TYPES DES EOLIENNES

Il existe deux types d'éoliennes : des éoliennes à axe verticale, des éoliennes à axe horizontale.

4.1. Eolienne à axe vertical

Ce sont des éoliennes dont l'axe de rotation est vertical par rapport au sol. Elles ont été les premières structures développées pour produire de l'électricité, dont nombreuses variantes technologiques ont été testées, exceptionnellement deux structures sont parvenues au stade de l'industrialisation, à savoir le rotor de Savonius et le rotor de Darrieus [1]. Ce type d'éoliennes possède les avantages suivants [46]:

- ❖ Intégrable au bâtiment côté esthétique,
- ❖ Démarre à de faibles vitesses de vent,
- ❖ Système peu bruyant,
- ❖ Pas de contraintes sur la direction du vent,
- ❖ Génératrice pouvant être placée au sol (selon les modèles),
- ❖ Moins d'encombrement qu'une éolienne "conventionnelle".

Quant aux inconvénients, ils sont [46]:

- ❖ Faible rendement,
- ❖ Masse non négligeable.

Les éoliennes à rotor de Savonius sont basées sur le principe de la traînée différentielle, qui formule qu'un couple moteur peut être obtenu par une pression différente exercée par le vent sur les parties concaves et convexes de la structure [47].



Figure II. 5: Eolienne à axe vertical (structure de Savonius) [48]

Le rotor de Darrieus est un type d'éolienne basé sur le fait qu'un profil placé dans la direction d'écoulement de l'air est soumis à des forces de direction et d'intensité variables selon l'orientation de ce profil. La résultante de ces forces génère un couple moteur entraînant l'orientation du dispositif [47].

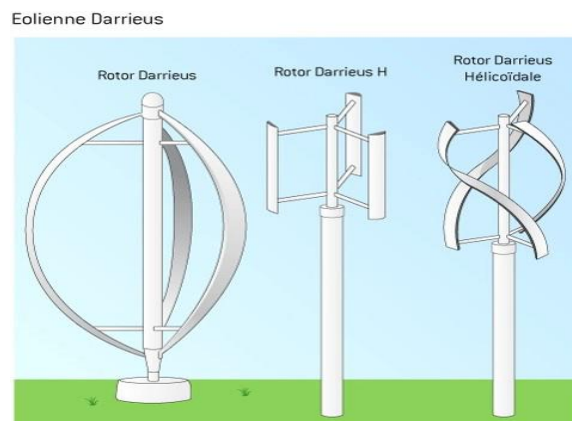


Figure II. 6: Eolienne à axe vertical (structure de Darrieus).

4.2. Eolienne à axe horizontale

L'éolienne à axe horizontal possède un axe de rotation placé horizontalement par rapport au sol et parallèle à la direction du vent; Les pales sont fixées au sommet d'un pylône et sont orientées face ou dos au vent, ce qui permet des rendements élevés [14], nous distinguons les éoliennes à axe horizontal Aval, ou le vent souffle sur l'arrière des pâles en portant la nacelle, et les éoliennes à axe horizontal Amont, ou le vent souffle sur le devant des pâles en direction de la nacelle [14].

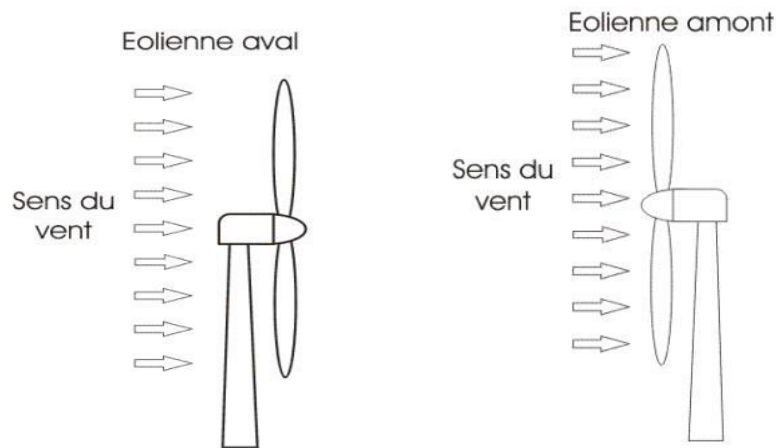


Figure II. 7: Schéma d'une éolienne à axe horizontal (aval et amont) [14]

5. LES COMPOSANTES D'UNE EOLIENNE A AXE HORIZONTAL

L'éolienne se compose de trois éléments essentiel : la tour, la nacelle, le rotor [6].

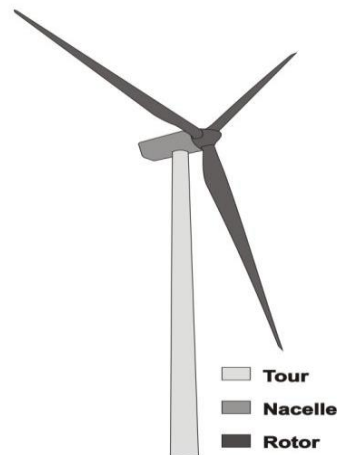


Figure II. 8: composants d'une éolienne à axe horizontal [6]

5.1. Le rotor et ses pales

Le rotor est le capteur d'énergie qui transforme l'énergie du vent en énergie mécanique. C'est un ensemble constitué des pales avec un nombre variable et de l'arbre primaire. La liaison entre ces éléments étant assurée par le moyeu. Quant aux pales, elles sont en réalité le véritable capteur de l'énergie présente dans le vent. De leurs performances dépend la production d'énergie de l'installation, puis par conséquent l'intérêt économique de la machine [6].

5.2. La nacelle

Elle regroupe des éléments mécaniques permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique :

- Arbres lent et rapide,
- Roulements et multiplicateur,

- Frein à disque et frein aérodynamique qui permettent d'arrêter le système en cas de surcharge,
- Générateur qui est généralement une machine synchrone ou asynchrone,
- Systèmes hydrauliques ou électriques d'orientation des pales et de la nacelle.

A cela viennent s'ajouter le système de refroidissement par air ou par eau, l'anémomètre et le système électronique de gestion de l'éolienne. [14]

5.3.La tour

Le mât est généralement un tube d'acier. Sa hauteur est importante, plus elle augmente, plus la vitesse du vent augmente. Il existe sur le marché trois grands types de tour, elle peut être haubanée, à treillis ou bien tubulaire. Cette dernière reste la plus répandue. En général, le mât a une taille légèrement supérieure au diamètre des pales. [14]

6. DOMAINE D'APPLICATIONS DES EOLIENNES

L'intérêt d'une éolienne se justifie par la possibilité qu'elle apporte de récupérer l'énergie cinétique présente dans le vent. Cette énergie est transformée en énergie mécanique de rotation. Cette dernière peut être exploitée principalement de deux manières:

- ❖ soit directement pour entraîner par exemple une pompe de relevage d'eau.
- ❖ soit pour entraîner une génératrice électrique.

Dans le cas de production d'énergie électrique, on peut distinguer deux types de configuration [49] :

- ❖ l'énergie est stockée dans des accumulateurs en vue de son utilisation ultérieure.
- ❖ l'énergie est utilisée directement par injection sur un réseau de distribution.

7. LA PUISSANCE D'UNE EOLIENNE

La puissance d'une éolienne est l'énergie que peut produire cette éolienne par unité de temps [12], elle se donne par la relation suivante [12] :

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

P : la puissance d'une éolienne.

ρ : densité de l'air.

S : surface balayée par l'éolienne.

C_p : rendement d'une éolienne ou efficacité dynamique.

V : vitesse du vent.

8. LA COURBE DE PUISSANCE

Un aérogénérateur est caractérisé par sa courbe de puissance et sa courbe de coefficient de puissance. La première représente la variation de la puissance électrique produite. La deuxième indique l'efficacité avec laquelle l'éolienne convertit l'énergie mécanique du vent en électricité, les deux en fonction des différentes classes de vitesse du vent. Ces deux caractéristiques sont généralement fournies par le constructeur [6].

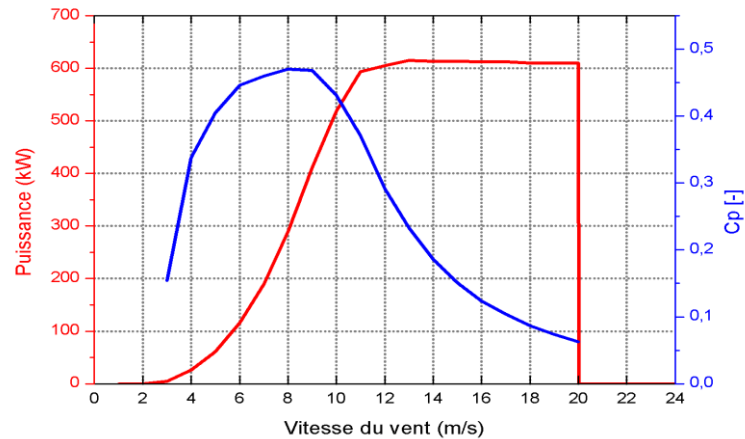


Figure II. 9: Courbes caractéristiques d'éolienne de 600kW [6]

La courbe de puissance est en réalité constituée d'une multitude de points espacés de part et d'autre de la ligne rouge, plutôt qu'une courbe bien définie comme celle du graphe pigmenté en rouge sur la Figure II.9. En effet, il y aura toujours des fluctuations de la vitesse du vent qui rendront impossible une mesure de façon précise du flux d'air passant à travers le rotor de l'éolienne. On peut distinguer 4 parties sur cette courbe:

- De 0 à la vitesse de démarrage (ici 3m/s) : la puissance de sortie est nulle, le vent n'est pas suffisamment important pour entraîner la rotation du rotor.
- De la vitesse de démarrage à la vitesse nominale (ici 13m/s) : la puissance de sortie augmente jusqu'à atteindre la puissance nominale (ici 600 kW).
- De la vitesse nominale à la vitesse de coupure (ici 20m/s) : la puissance de sortie est maintenue à la puissance nominale, presque constante grâce au dispositif de régulation.

Quant à la courbe du coefficient de puissance représentée en bleu sur la figure. II.9, il est à noter que même si l'efficacité moyenne d'une telle éolienne soit normalement supérieure à 20%, celle-ci varie considérablement en fonction de la vitesse du vent. Le coefficient de puissance tient compte de la limite de Betz. C'est pour cela qu'il sera toujours inférieur à cette limite. Il est de l'ordre de 35% pour une éolienne à axe horizontal il ne dépasse pas 10% pour une éolienne à axe vertical [6].

9. CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons présenté plusieurs descriptions sur les systèmes éoliens. En donnant les généralités sur son évolution, son utilisation, les deux grandes familles des aérogénérateurs, les différents composants d'une éolienne à axe horizontale et ses domaines d'applications et en dernier la puissance d'une éolienne avec sa courbe.

CHAPITRE III

METHODOLOGIE ET OUTILS

CHAPITRE III

METHODOLOGIE & OUTILS

=====

1. INTRODUCTION

Toute étude portant sur l'évaluation de la ressource éolienne disponible dans un site précis ou une région donnée fait appel aux méthodes statistiques ou numériques pour le traitement de données du vent disponibles (fournies ou mesurées), et à la simulation de l'écoulement du vent, dans le but de mieux comprendre la répartition du potentiel éolien et l'évolution de l'écoulement du vent qui est directement influencé et affecté par la topographie et la rugosité du sol.

2. DESCRIPTION DE LA REGION D'ETUDE ET DONNEES DU VENT

La région objet de notre étude se situe au nord-est de l'Algérie, faisant face à la mer méditerranéenne, nous avons choisi deux régions avoisinantes, Annaba et Skikda.

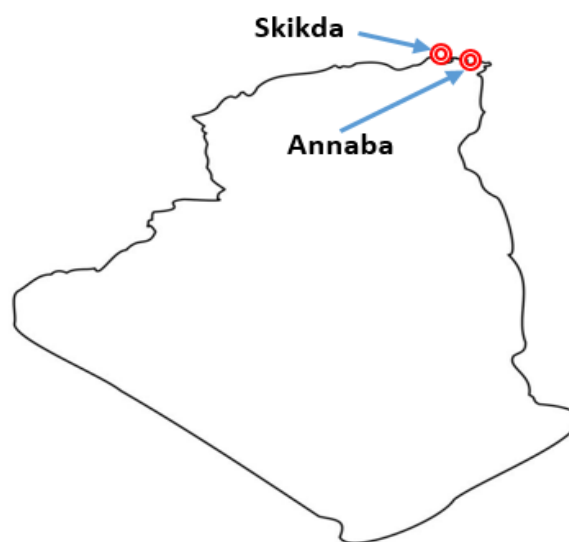


Figure III. 1: Situation géographique des régions étudiées

Tableau III. 1: Caractéristiques des régions étudiées

Région	Superficie	population	Climat	topographie
Skikda	4 137,68 km ²	804 697	chaude et tempéré	accidentée
Annaba	1 439 km ²	640 050	Humide	accidentée

Pour bien mener notre étude, nous avons utilisé les données du vent fournies par l'Office Nationale de Météorologie (ONM), des mesures journalières de la vitesse et la direction du vent,

s'étalant sur une période de 15 années (2007-2021). Les coordonnées géographiques des stations de mesure sont illustrées dans le Tableau III.2 [4].

Tableau III. 2: Coordonnées géographiques des sites de mesure.

	Localisation	Longitude (°)	Latitude (°)	Période de mesure
Annaba	Littoral	7.809167	36.822225	2007 à 2021
Skikda	Littoral	6.95	36.9333333	2007 à 2021

3. DESCRIPTION DE L'EOLIENNE CHOISIE

Pour la conversion de l'énergie cinétique du vent, nous avons opté pour l'aérogénérateur Vestas 90 tripale d'une puissance nominale de 3MW. Les caractéristiques techniques sont présentées dans le Tableau III.3, et sa courbe de puissance est donnée en Figure III.2.

Tableau III. 3: Caractéristiques de l'aérogénérateur Vestas 90- 3 MW [50] [51]

Puissance nominale [KW]	3000
Diamètre du rotor [m]	90
Hauteur du hub [m]	80
Vitesse de démarrage [m/s]	3.5
Vitesse nominale [m/s]	15.0
Vitesse d'arrêt [m/s]	25.0

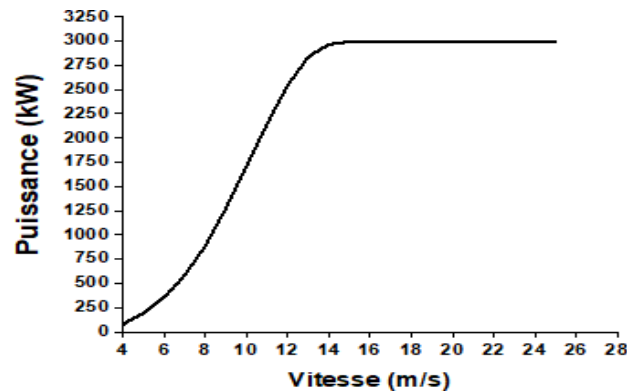


Figure III. 2 : Courbe de puissance de l'aérogénérateur Vestas 90- 3 MW

4. OUTILS NUMERIQUES

La modélisation numérique de l'écoulement du vent sur un terrain requiert l'usage de ressources informatiques. Pour cela, un grand nombre de modèles numériques, commerciaux ou non, existe à ce jour. On en distingue généralement deux catégories ; la première concerne les modèles analytiques simples, tels que les modèles d'écoulement linéarisés (WAsP 10, Flowstar,

MS3DJH,...), permettent de fournir une solution en un temps CPU faible, mais ne sont pas utilisables dans des cas d'une topographie complexe, notamment à cause du fait que les équations résolues et les paramétrages physiques y sont simplifiés.

La seconde catégorie, représente les modèles numériques complexes, tels que les codes CFD (Computational Fluid Dynamics) (Wind Station, WindSim, Fluent, Méteodyne,...) où les codes météorologiques sont de type méso échelles. Ces derniers fournissent des solutions précises même dans des cas de topographie ou de rugosité complexe du sol, grâce à la résolution d'équations plus complètes telles que les équations de Navier-Stokes.

De par leur complexité, la résolution de ces équations nécessite généralement des solveurs itératifs et requièrent par conséquent des ressources informatiques importantes. Le temps CPU de ces codes est généralement inadapté pour des applications pratiques nécessitant un temps de réponse rapide. De plus, des questions restent ouvertes quant à la modélisation de quelques paramètres physiques, notamment en ce qui concerne la turbulence atmosphérique.

Dans ce qui suit, nous présentons brièvement la catégorie basée sur les méthodes statistiques représentée par le WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) [21].

5. PRESENTATION DU WASP

Le logiciel WAsP est un PC-programme permettant le traitement statistique des données du vent et les extrapolations horizontale et verticale de ces données. Il a été conçu et commercialisé par le Laboratoire National Risø au Danemark en 1987. Le programme contient un ensemble de modèles pour calculer les effets des obstacles, de la rugosité du sol et de la topographie sur l'écoulement du vent. L'analyse consiste en un traitement statistique des données du vent (vitesse et direction) pour l'établissement d'un potentiel éolien de référence dans les différentes directions. Le potentiel éolien de référence ainsi obtenu est ensuite transposé à l'ensemble de la zone d'étude en prenant en compte la topographie, les obstacles et les variations de la rugosité.

Comme tous les modèles numériques existants, le WAsP donne des résultats acceptables dans la plupart des cas. Toutefois, la précision de ces résultats dépend à la fois de la résolution des calculs, et de la validité des données et des erreurs dans l'approximation des distributions. À l'origine, ce logiciel avait été conçu pour des applications sur des terrains plats, néanmoins, les dernières versions ont été améliorées et devenues capables de mieux s'adapter aux différents types de terrains.

Au fil des années, le WAsP est devenu un des standards de l'industrie en matière d'étude de la ressource éolienne [25].

6. LES MODULES DE WASP

Le WASP comprend plusieurs modules dont [25] :

- Le module OWC (Observed Wind Climate) qui permet l'analyse des données pour déterminer les différents paramètres statistiques.
- Un éditeur de cartes, qui est utilisé pour créer et éditer les cartes topographiques.
- Un modèle du flux de terrain complexe, un modèle de changement de rugosité et un modèle pour tenir compte des obstacles. Ces modèles sont exploités pour l'extrapolation verticale et horizontale des données statistiques relatives à la vitesse et la direction du vent.
- Un éditeur de turbine pour insérer les données relatives aux éoliennes utilisées.
- Un modèle de sillage pour l'évaluation des pertes dues au sillage des éoliennes.

7. DONNEES D'ENTREE ET DE SORTIE

Pour estimer le potentiel énergétique avec le WASP, un certain nombre de données sont nécessaires [21] :

- Les données météorologiques (vitesses et directions du vent).
- Les données géographiques i.e. les cartes décrivant la topographie.
- Les cartes de rugosité du sol, qui décrivent la nature du sol (terrains boisés, présence de villes ou villages, zones de sable, plan d'eau, ...).

A partir de ces données, le logiciel nous donne les résultats suivants :

- Les caractéristiques statistiques de la vitesse du vent.
- L'atlas du vent avec les différentes cartes éoliennes.
- L'estimation de la puissance fournie par un parc éolien.

8. PHYSIQUE DU MODELE WASP [25]

Pour la détermination des caractéristiques du vent en un point différent du point de mesure, le modèle WASP 10 procède à une double extrapolation. L'extrapolation verticale à la hauteur de l'éolienne des données du vent mesurées sur une station météorologique donnée, puis l'extrapolation horizontale de ces données pour prendre en considération l'orographie de la région d'étude.

L'extrapolation verticale permet de déterminer les vitesses de vent à la hauteur du mât de l'éolienne adoptée. La variation de la vitesse du vent avec la hauteur se produit essentiellement dans la couche de surface, dans laquelle on considère les flux comme conservatifs, et où elle suit une loi logarithmique qui tient compte des changements de la rugosité dans la zone d'étude [52]. La variation de la vitesse moyenne du vent calculée sur une courte période, et en fonction de la hauteur est donnée par l'équation suivante [51].

$$\frac{KZ}{U_*} \frac{dU}{dZ} = \varphi \left(\frac{Z}{L} \right) \quad (\text{III.1})$$

Ce qui donne :

$$U(Z) = \frac{U_*}{K_V} \left[\ln \left(\frac{Z}{Z_0} \right) - \Psi \left(\frac{Z}{L} \right) \right] \quad (\text{III.2})$$

Ψ Est une fonction empirique. Le nouveau paramètre introduit dans cette expression est la longueur de Monin-Obukhov (L), définie comme étant la hauteur à laquelle la pression est de l'ordre du cisaillement produit par la turbulence (m). K_V est la constante de Von karman ($K_V \approx 0.4$), Z_0 représente la rugosité du sol (m), U^* est la vitesse de frottement liée à la perturbation donnée en (m/s). La longueur de Monin-Obukhov permet la quantification de la turbulence elle est donnée comme suit :

$$L = - \frac{U_*^3 \cdot \rho \cdot C_{mp} \cdot T_p}{g \cdot K_V \cdot q} \quad (\text{III.3})$$

Où ρ est la masse volumique de l'air en (kg/m^3), U_* est la vitesse du frottement en (m/s), C_{mp} chaleur massique de l'air à pression constante en (J/kg.k), T_p est la température de l'air en degrés Kelvin, g représente la gravité en (m/s^2), K_V est la constante de Von Karman, q est le flux moyen de la chaleur en (W/m^2). Le Tableau II.2 décrit l'état du gradient de température verticale et l'état atmosphérique en tenant compte de la variation de flux de chaleur q et de la longueur L de Monin Obukhov. Cette longueur L définit donc les conditions de stabilité atmosphérique, dont trois cas sont distingués par les valeurs à remplacer dans l'équation (III. 2) :

- Conditions stables pour $\left(\frac{Z}{L} \right) > 0$, ce qui donne:

$$\Psi \left(\frac{Z}{L} \right) = -4,7 \left(\frac{Z}{L} \right) \quad (\text{III.4})$$

- Conditions neutres pour $\left(\frac{Z}{L} \right) \approx 0$, ce qui donne :

$$\Psi \left(\frac{Z}{L} \right) = 0 \quad (\text{III.5})$$

- Conditions instables pour $\Psi \left(\frac{Z}{L} \right) < 0$, ce qui donne:

$$\Psi \left(\frac{Z}{L} \right) = 2 \ln \left(\frac{1+x}{2} \right) + \ln \left(\frac{1+x^2}{2} \right) - 2 \tan^{-1}(x) + \frac{\pi}{2} \quad (\text{III.6})$$

Avec

$$x = \left(1 - 15 \frac{Z}{L} \right)^{\frac{1}{4}} \quad (\text{III.7})$$

Pour des mesures effectuées à Z_1 , la valeur de V_2 peut être estimée par l'équation suivante :

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{\ln \left(\frac{Z_2}{Z_0} \right) + \Psi \left(\frac{Z_2}{L} \right)}{\ln \left(\frac{Z_1}{Z_0} \right) + \Psi \left(\frac{Z_1}{L} \right)} \quad (\text{III.8})$$

Tableau III. 4: Gradient de température et état atmosphérique

q=0, L → ∞	q>0, q<0	q>0, L<0
-Atmosphère neutre -Gradient température nul.	-Atmosphère stable -Gradient température positif.	-Atmosphère instable -Gradient température Négatif

La technique d'extrapolation horizontale des vitesses du vent implémentée dans le WAsP 10 que nous avons utilisé, est basée sur un modèle orographique d'analyse de l'écoulement du vent autour des collines, développé par Walmsley et al. (1982) [53], qui est une extension en trois dimensions du modèle de base de Jackson and Hunt (1975) [54]. Le modèle consiste à résoudre les équations de la couche limite turbulente et l'équation de la viscosité turbulente dans un système de coordonnées polaires. Il tient compte du régime d'écoulement agissant sur la région externe où l'influence de la rugosité du sol est négligeable, et contrairement à la zone interne, où l'écoulement est fortement influencé par la surface du sol. Le modèle consiste en premier lieu, à calculer le potentiel de la vitesse de l'écoulement ainsi influencé par la topographie du terrain, qui est donné par l'équation suivante [52]:

$$\bar{u} = \nabla \chi \tag{III.9}$$

$\bar{u} = (u, v, w)$ est le vecteur vitesse tridimensionnel de la perturbation, et χ représente le potentiel de cette vitesse. Une solution générale peut être estimée pour un point de rayon R où le potentiel devient nul. Elle est donnée comme suit :

$$\chi_j = K_n J_n \left(c_j^n \frac{r}{R} \right) \exp(\sin \phi) \exp \left(c_j^n \frac{z}{R} \right) \tag{III.10}$$

J_n est la fonction de Bessel d'ordre n,

K_{nj} sont des coefficients arbitraires

r le rayon

ϕ l'azimut,

z la hauteur

c_j^n sont les $i^{\text{èmes}}$ racines de J_n .

Les coefficients sont déterminés par les conditions aux limites (conditions aux limites cinématiques de la surface) :

$$W_0 = \frac{\partial}{\partial z} \chi|_{z=0} = \bar{u}_0 \nabla h(r_u, \phi) \tag{III.11}$$

W_0 représente la vitesse verticale induite par le terrain, \bar{u}_0 le vecteur de vitesse et l'altitude du terrain est h . Dans la seconde étape du modèle, le potentiel χ est modifié pour tenir compte des

effets de frottement de surface dans la couche dont l'épaisseur est de l'ordre l_j , dont la valeur est déterminée par la relation :

$$l_j = 0.3 Z_{0j} \left(\frac{L_j}{Z_{0j}} \right)^{0.67} \quad (\text{III.12})$$

Où Z_{0j} est la longueur de rugosité de la surface considérée et L_j est une échelle de longueur horizontale ($L_j = R/c_j^1$). Pour les conditions homogènes, $Z_{0j} = Z_0$. Pour des sites non homogènes (rugosité variable), la longueur de rugosité est prise comme une moyenne pondérée de $r_u = 0$ à $r_u = 5 L_j$.

Le profil de l'écoulement perturbé est alors modélisé pour chaque terme du développement ci-dessus en attribuant une perturbation Δu_j au niveau de Z , il est donné par l'équation suivante :

$$\frac{\Delta \bar{u}_j(z)}{|u_0(z)|} = \frac{|u_0(L_j)|^2}{|u_0(z_j)|^2} \nabla \chi_j \quad (\text{III.13})$$

$U_0(z)$ représente la vitesse de l'état de base au niveau z , et z_j' est donné comme suit :

$$z_j' = m a x(z, l_j) \quad (\text{III.14})$$

Le calcul des coefficients \mathbf{K}_{nj} est effectué par intégration numérique sur la grille. La donnée d'entrée nécessaire est l'altitude du terrain en chaque point de la grille. Les résultats obtenus sont représentées par des cartes éoliennes qui indiquent les ressources éoliennes disponibles dans la région d'étude, en fonction de la topographie et de la rugosité.

9. SYSTEMES EOLIENS EN ALGERIE

En Algérie, la première éolienne a été installée à Adrar en 1953. A l'époque, cette éolienne faisait partie des trois premières grandes éoliennes dans le monde et la première installée en Afrique avec une capacité de pompage de 50 litres par seconde. C'est une machine à trois hélices, de 15 m de diamètre. Cette éolienne se trouve hors d'usage depuis 1969 [22]. Entre temps, plusieurs pompes éoliennes multi-pales, ont été mises en place dans les zones isolées pour l'intérêt des agriculteurs et des éleveurs, notamment à Djelfa, M'Sila, Laghouat et Ghardaïa.

La plupart de ces pompes éoliennes ont été fabriquées en Algérie par deux usines situées au niveau de Laghouat et El-Berouaguia [22].

Plus récemment, en 2014, une ferme éolienne de 10.2 MW a été installée à Adrar, composée de 12 éoliennes type GAMESA de 850 kW de puissance, installées des mâts de 55 mètres de hauteur, la production annuelle de ce parc est de l'ordre de 20 GWh, correspondant à un coefficient d'utilisation moyen légèrement inférieur à 22% [55]. Actuellement, le parc éolien d'Adrar est la seule installation de production d'énergie électrique d'origine éolienne en fonctionnement. La puissance éolienne installée en Algérie est donc faible. Ceci est principalement dû à une méconnaissance du potentiel éolien disponible en Algérie [21].

10. TRAVAUX REALISES PAR LE WASP

Concernant l'Algérie, plusieurs auteurs ont appliqué le logiciel WASP pour l'analyse et la prédiction de la ressource éolienne disponible dans un site donné ; les premiers travaux ont été initiés par Hammouche (1990) [56], qui a établi le premier Atlas éolien de l'Algérie en utilisant WASP, pour décrire la climatologie régionale de 37 sites de mesure de l'Office National de Météorologie (ONM). Kasbadji et al. (2009) ont utilisé le modèle WASP pour l'analyse du potentiel éolien disponible et l'établissement des cartes des vents de deux sites situés dans les Hauts Plateaux. Djemai et al. (2011) [57] ont étudié la possibilité d'installer un parc éolien de 10 MW à Adrar, dans le sud de l'Algérie. Belabes et al. (2015) [30] ont utilisé le modèle WASP pour estimer le potentiel éolien et déterminer le coût de production d'électricité des parcs éoliens dans plusieurs sites du nord de l'Algérie. Boudia et al. (2015) [58] ont évalué le potentiel éolien disponible dans la zone côtière de l'Algérie à l'aide du logiciel WASP. Ils ont également comparé la production d'électricité des fermes éoliennes composées de différents types de turbines installées dans la zone considérée. Benmbarek et al. (2015) [59] ont réalisé une étude d'optimisation de l'emplacement des éoliennes du parc éolien de Kaberten à l'aide du logiciel WASP. Abdeslame et al. (2017) [60], ont utilisé des données du vent mesurées au niveau de stations météorologiques de l'ONM pour établir l'atlas éolien régional de quatre sites situés dans les hauts plateaux Algériens (Tiaret, Ksar El Chellala, M'Sila et Sétif) en utilisant le logiciel WASP. Récemment, Mezidi et al. (2019) [61] ont appliqué le WASP pour étudier la production d'énergie éolienne à Adrar et Tamanrasset [21].

11. LES CARTES EOLIENNES DE L'ALGERIE [5]

Les premiers travaux relatifs à l'établissement de l'atlas éolien Algérien ont été menés par Said et al (1984) [62] et Bensaid (1985) [63]. La première carte des vents de l'Algérie a été proposée par Merzouk (2000) [64]. Ensuite, une carte de distribution des vitesses du vent à 10 m au-dessus du niveau du sol a été établie par Aïche et al. (2003) [65] en utilisant des vitesses moyennes mensuelles du vent. Une carte améliorée des vents disponibles en Algérie a été ensuite établie par Merzouk (2006) [66] en augmentant le nombre de sites de mesure. Chellali et al. (2011)[22] ont mis à jour la carte des vents de l'Algérie en ajoutant des données pour la région de Hassi R'Mel. Cette contribution a été suivie par celle de Boudia et al. (2013) [6] qui ont utilisé une base de données plus récente, des vitesses quotidiennes moyennes, et plus de stations météorologiques. Récemment, Nedjari et al. (2018) [67] ont mis à jour la carte des vents de l'Algérie à 10 m et 80 m au-dessus du sol. Ces derniers ont utilisé les données de 74 stations de l'O.N.M. Une analyse multicritères, basée sur la méthode de système d'Information Géographique (SIG) a été appliquée, et de nouveaux sites susceptibles d'être éligibles pour recevoir les projets de parcs éoliens ont été identifiés. Boudia et Santos (2019) [68] ont évalué le potentiel éolien sur

l'ensemble du territoire Algérien, en se basant pour la première fois sur un ensemble de données de REANALYSIS, qui s'étalent sur une période de 33 ans (1981-2014). L'objectif est l'évaluation des caractéristiques à grande échelle de l'énergie éolienne identifiant les vitesses moyennes disponibles, et pour la première fois leurs directions dominantes.

L'amélioration de la stabilité et la précision des prévisions de l'énergie éolienne fait appel aux différents programmes numériques développés. Ainsi, l'environnement le plus couramment utilisé pour les prévisions des ressources éoliennes est le Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP) [69] [70]. Ce logiciel est basé principalement sur le concept de modèles d'écoulement linéaire [55], considérant comme entrées les données de vent représentatives collectées aux stations météorologiques. Il est basé sur la technique d'interpolation pour prédire le potentiel éolien sur d'autres sites. Les modèles linéaires développés par Hunt (1975) [55] ont donné de bonnes estimations de la vitesse du vent sur un terrain plat (Walmsley et al.1986) [71].

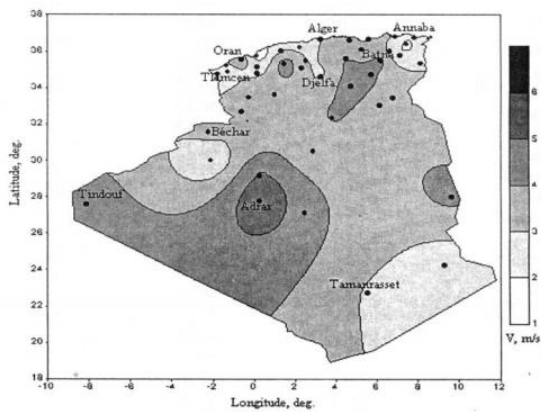


Figure III. 3: Carte des vents (Merzouk 2000)

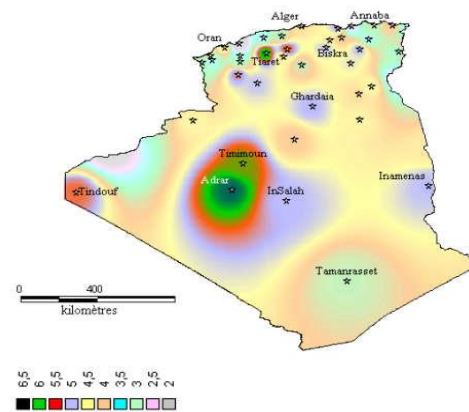


Figure III. 4: Carte des vents (Merzouk 2006)

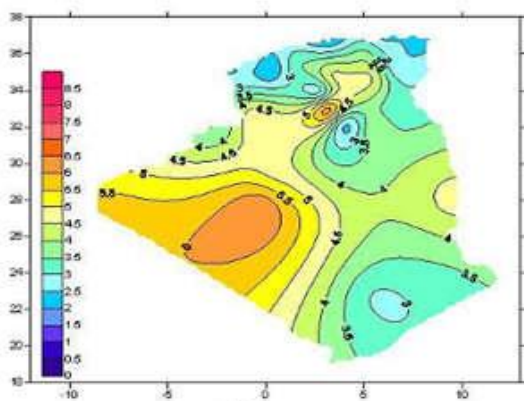


Figure III. 5: Carte des vents (Chellali 2011)

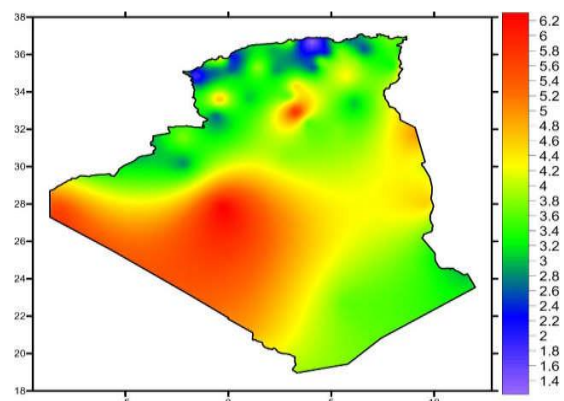


Figure III. 6: Carte des vents (Boudia 2013)

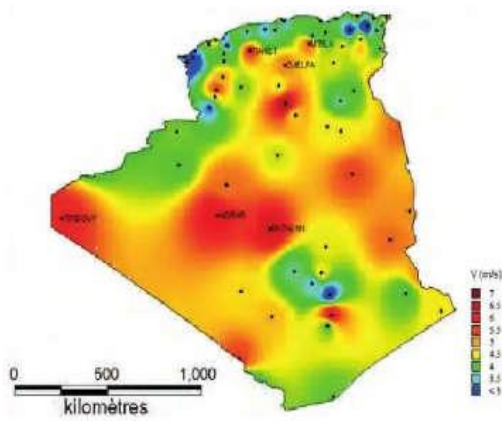


Figure III. 7: Carte des vents (Daaou 2017)

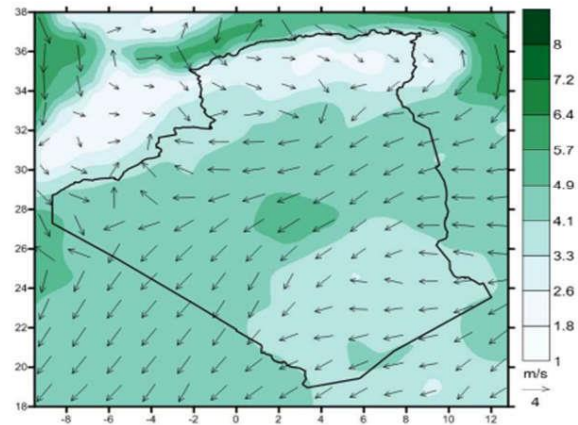


Figure III. 8: Carte des vents (Boudia 2019)

12. CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons passé en revue les régions à étudier (Annaba, Skikda) avec les données météorologiques et l'éolienne choisie, en deuxième lieu on a présenté les outils numériques puis précisément le logiciel WAsP avec ses caractéristiques qui nous permet d'étudier l'écoulement du vent dans les sites précis. En dernier point les travaux réalisés par le WAsP, le gisement éolien et les cartes des vents en Algérie.

CHAPITRE IV

RESULTATS & INTERPRETATIONS

CHAPITRE IV

RESULTATS & INTERPRETATIONS

=====

1. INTRODUCTION

Dans ce chapitre, nous présentons l'ensemble des résultats relatifs à l'étude du gisement éolien dans deux régions côtières à l'Est du pays, à savoir Annaba et Skikda. Dans un premier temps, nous présentons une étude statistique établie au niveau du mât de mesure, à 10m de hauteur avec une durée de 14 ans (2007-2021). Pour cela, nous abordons une étude temporelle et complète au niveau des deux régions, à savoir une étude annuelle globale, saisonnière, mensuelle, en présentant les différents paramètres étudiés ainsi que la carte de la rugosité, la rose des vents et les histogrammes de la vitesse du vent, ajustés par la distribution de Weibull.

La deuxième partie sera consacrée à la présentation du parc éolien des deux régions, pour cela, nous verrons l'éolienne utilisée et puis les cartes qui sont réalisées par Google Earth dans le but de connaître le positionnement des éoliennes dans chaque ferme et le WASP pour déterminer la vitesse du vent, d'autre part les caractéristiques de chaque éolienne et puis celles du parc en tout qui nous permettrons de calculer la quantité énergétique produite par ces fermes éoliennes.

La troisième et la dernière partie de ce chapitre comprend une étude technico-économique dans laquelle nous analysons plusieurs paramètres qui nous permettent de juger le rendement des parcs éoliens, suivie d'une étude d'évaluation de coût du kWh produit pour chaque parc éolien simulé.

2. CARTES DE RUGOSITE

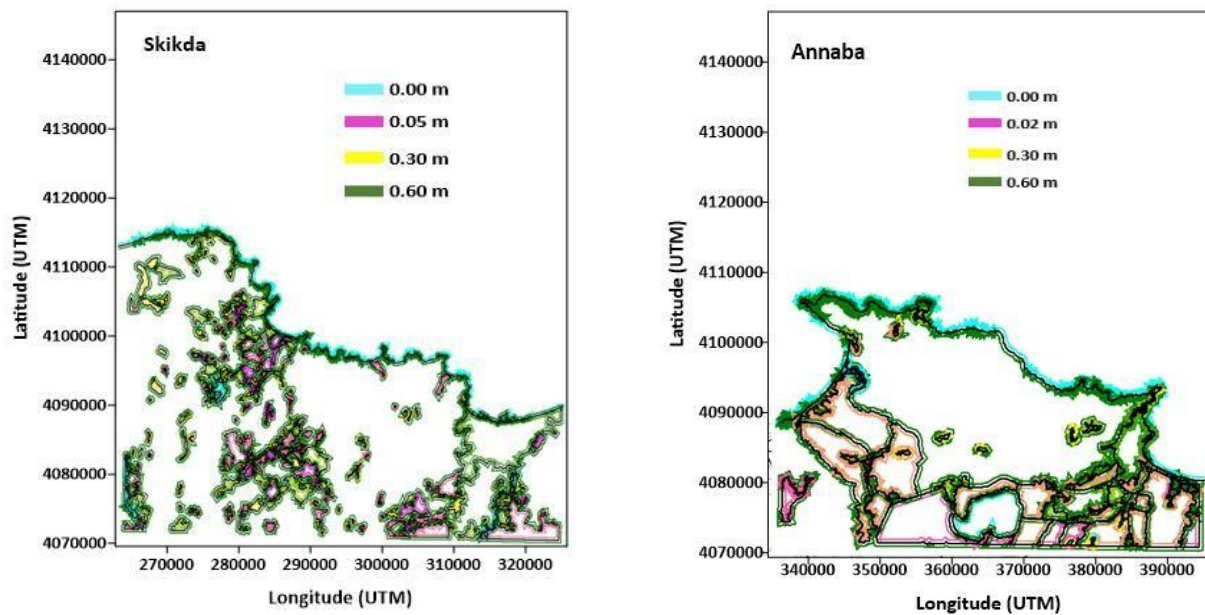


Figure IV. 1: Cartes de la rugosité du sol

La figure IV.1 représente la cartographie de la rugosité de la région de Skikda et Annaba respectivement, effectuées avec le bloc WASP Map Editor du programme WASP. Suivant l'échelle de rugosité, nous avons procédé à la d'élimination de chaque région rugueuse en lui attribuant à chaque fois une longueur de rugosité interne et externe. Cette opération est établie sur l'ensemble des deux régions. Par ailleurs, il est à noter qu'il y a eu la d'élimination de 442 régions rugueuses dans le site de Skikda et 133 régions dans le site de Annaba. Ces dernières comprennent une longueur de rugosité (voir le tableau IV.1) qui varie de 0.02m pour les régions la plus faible et 0.6m pour les régions les plus rugueuses comme les forêts.

Tableau IV. 1: Longueurs de rugosité (Meziane. 2016)

Caractéristique de la surface du terrain	Z0 (m)
Forets et palmeraies	0.6
Grandes villes	0.5
Petites ville	0.4
Villages	0.2- 0.3
Champs avec maisons distances	0.1
Champs cultivables	0.05
Aéroports avec constructions	0.02
Pistes d'atterrissages	0.01
Etendues de roche dans le désert	0.005
Surfaces planes désertiques/étendues de sables	0.003
Etendues d'eau (mer, lac, chottes...)	0.00

3. ETUDE ANNUELLE GLOBALE (2007-2021) A 10 M

Dans cette section, nous présentons les résultats liés à une étude globale des deux sites, mesurés au niveau d'un mât de 10 m de hauteur.

3.1. Histogrammes annuels des vitesses du vent à 10 m de hauteur

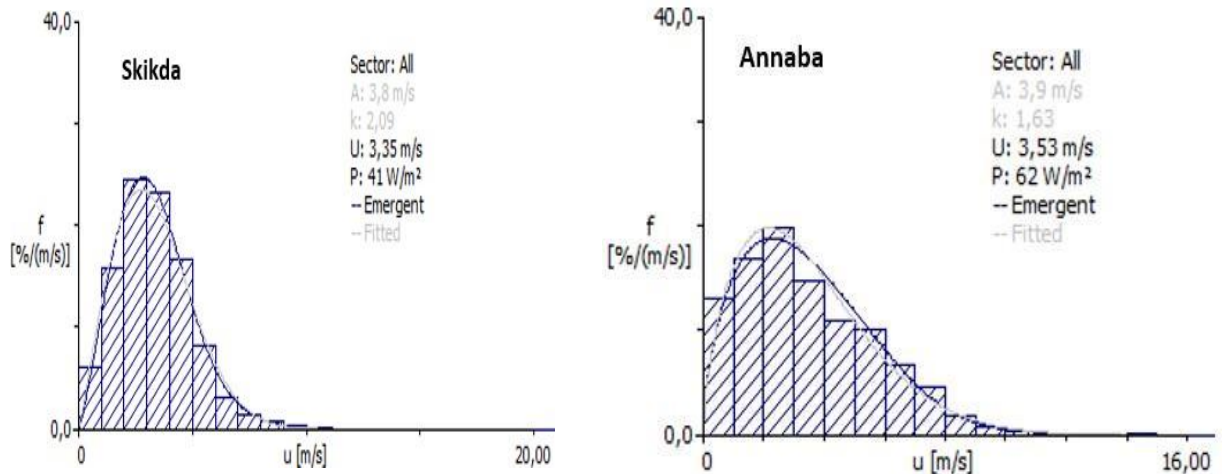


Figure IV. 2: Distributions de Weibull à 10 m de hauteur

Les histogrammes de la vitesse du vent ajustés par la distribution de Weibull donnés sur la Figure IV.2, indiquent que la gamme de vitesse du vent pour le site de Skikda peut atteindre une vitesse de 11 m/s avec une valeur faible du paramètre d'échelle ($A=3.8$ m/s). On remarque aussi que la valeur du paramètre de forme k est de l'ordre de 2.09, les deux paramètres de Weibull induisent une vitesse moyenne annuelle du vent égale à 3.35 m/s et une densité de puissance moyenne annuelle $P=41$ W/m².

Quant à la région d'Annaba la gamme de vitesse peut atteindre 14 m/s avec un paramètre d'échelle de ($A=3.9$ m/s), un paramètre de forme K de l'ordre de 1.69, les deux paramètres de Weibull induisent une vitesse moyenne annuelle du vent et une densité de puissance moyenne annuelle égale à 3.53 m/s et 62 W/m² respectivement.

Ce qui nous permet de constater que les deux sites sont moyennement ventés, avec des vents probablement stables et réguliers ; le gisement éolien dans les deux régions Annaba et Skikda est par conséquent un peu faible.

3.2. Roses des vents annuels à 10 m

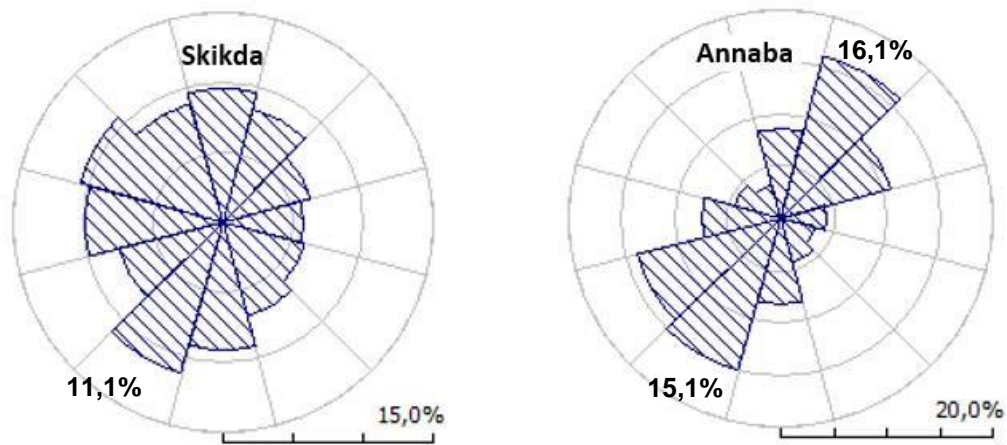


Figure IV. 3: Roses des vents à 10 m

La Figure IV.3 qui illustre la rose des vents nous permet de constater que la direction dominante du vent pour les deux sites est.

Pour Skikda la direction dominante du vent est sud-ouest (210°) avec une fréquence de près de 11,1%.

Par ailleurs, la région d’Annaba est soumise à des vents dominants soufflant du nord-est (30°) et le sud-ouest (210°) avec une fréquence de près de 15,1%.

De là, il est à conclure que pour une production énergétique optimale et continue, les parcs éoliens doivent être orientés côté sud-ouest pour Skikda et nord-est et sud-ouest pour Annaba.

3.3. Vitesses annuelles du vent à 10 m

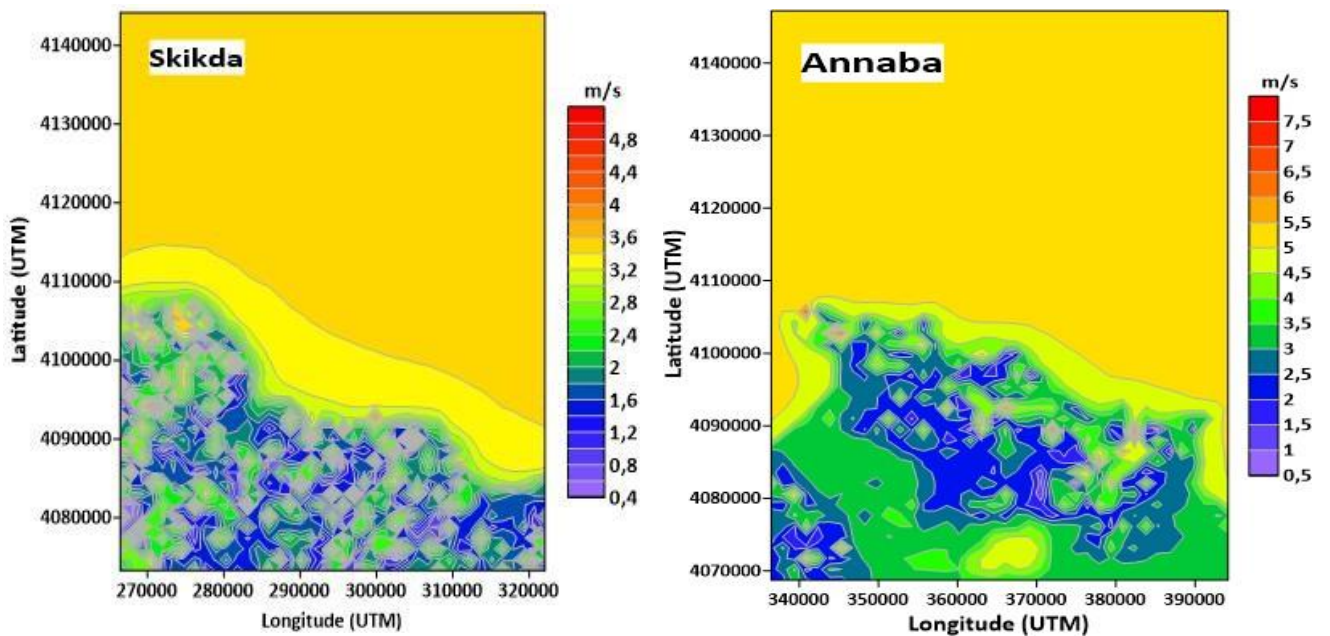


Figure IV. 4: variation des vitesses du vent à 10 m

La Figure IV.4 représente les cartes de la vitesse du vent à 10m de hauteur établie via WASP pour les deux régions Skikda et Annaba respectivement. Pour la région de Skikda, nous remarquons que la vitesse de vent à 10 m de hauteur varie de 0.4m/s au niveau des régions les moins ventées et peuvent atteindre 4.8 m/s au niveau de la mer. Par ailleurs pour Annaba, nous remarquons que la vitesse moyenne du vent varie entre 0.5m/s et 7.5m/s.

3.4. Densités de puissance annuelle à 10 m

La Figure IV.5 montre la densité de puissance moyenne annuelle estimée à 10m de hauteur pour l'ensemble de la zone d'étude. En conséquence, nous avons remarqué qu'il y a des variations de densité de puissance du vent allant de 40W/m² dans les zones de vent les plus faibles à 560W/m² dans les zones de vent les plus forts pour Annaba et de 20W/m² à 160W/m² pour Skikda.

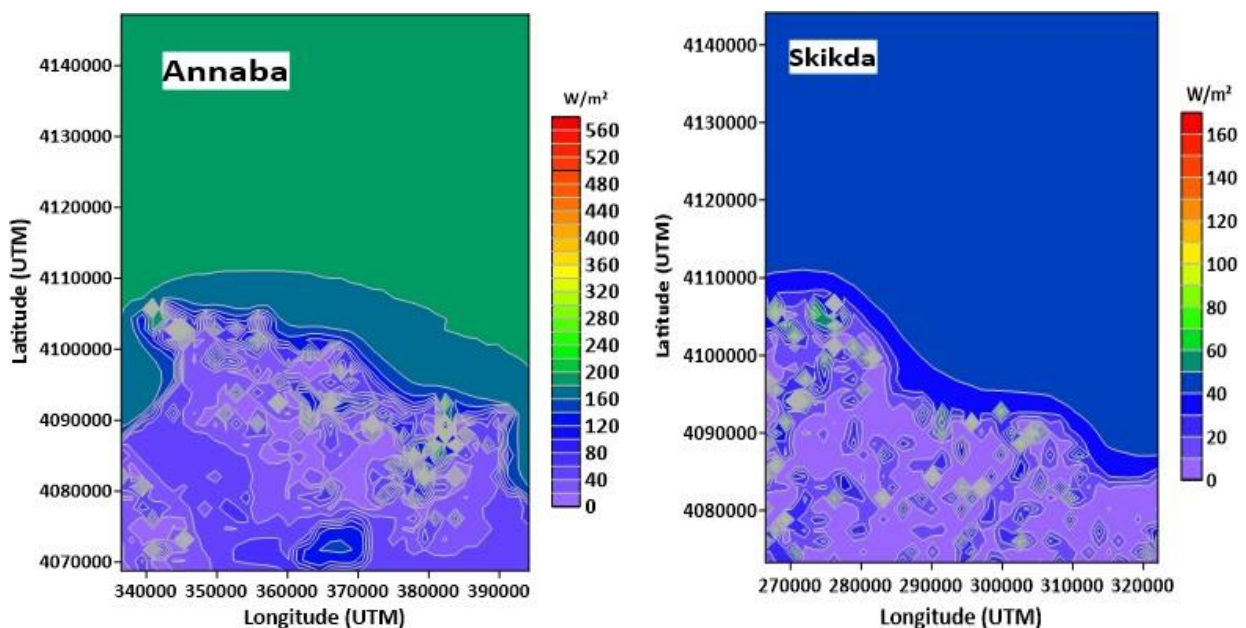


Figure IV. 5: Variation de la densité de puissance à 10 m

4. ETUDE SAISONNIERE

De la même manière les histogrammes saisonniers des vitesses du vent mesurées à 10m de haut avec les courbes ajustées de Weibull sont obtenues pour les quatre saisons. Les graphes correspondant aux quatre saisons sont représentés sur les figures du IV.6 jusqu'à IV.13 pour les deux régions (Skikda et Annaba).

4.1. Région de Skikda

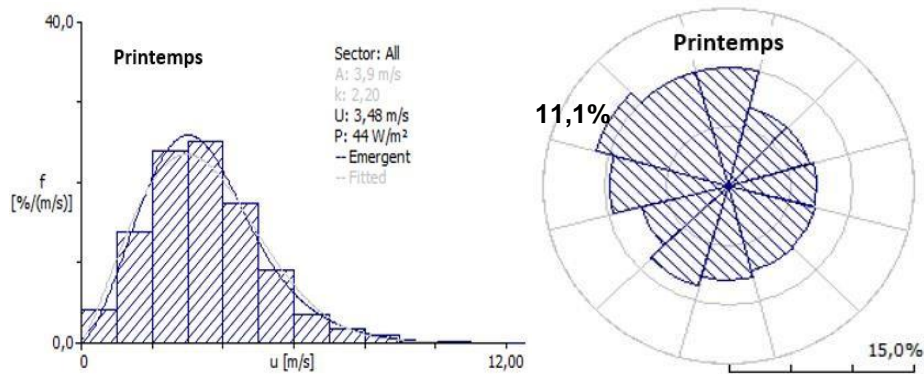


Figure IV. 6: Distribution de Weibull et la rose des vents à 10 m (Printemps)

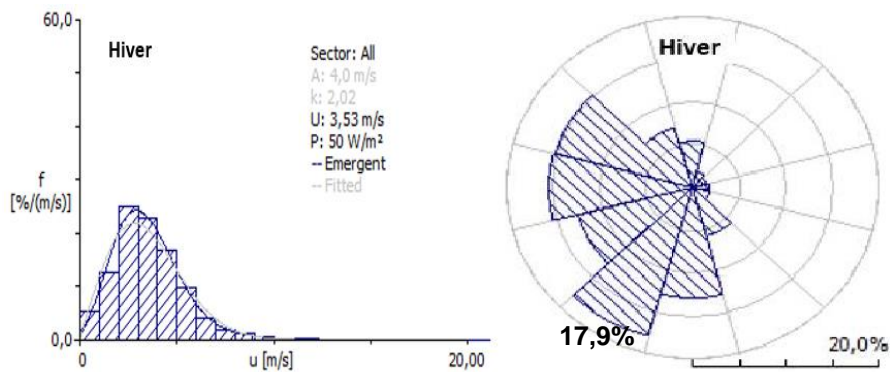


Figure IV. 7: Distribution de Weibull et la rose des vents à 10 m (Hiver)

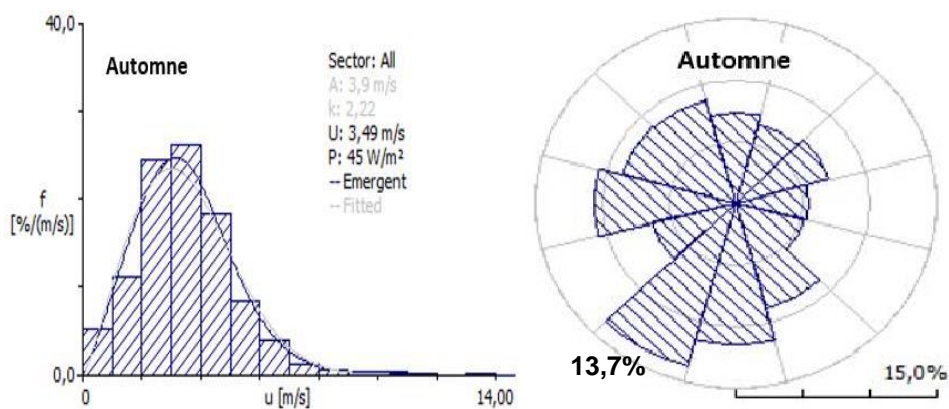


Figure IV. 8: Distribution de Weibull et la rose des vents à 10 m (Automne)

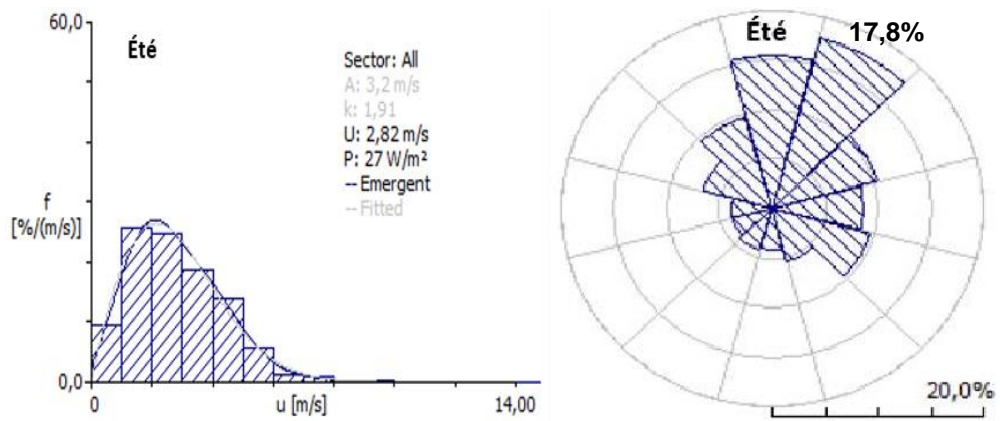


Figure IV. 9: Distribution de Weibull et la rose des vents à 10 m (été)

Tableau IV. 2 : Variation saisonnière des caractéristiques du vent à Skikda à 10 m

	A (m/s)	K	U (m/s)	DP (W/m ²)
Printemps	3,9	2,20	3,48	44
Hiver	4,0	2,02	3,53	50
Automne	3,9	2,22	3,49	45
Eté	3,2	1,91	2,82	27

4.2.Région d'Annaba

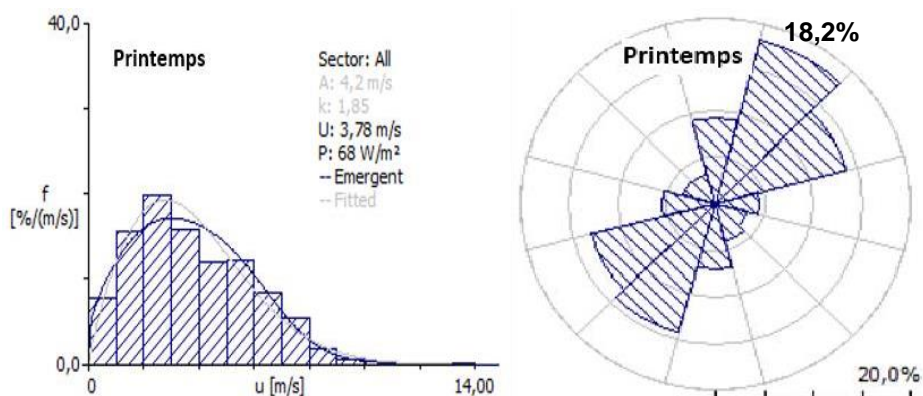


Figure IV. 10: Distribution de Weibull et la rose des vents à 10 m (Printemps)

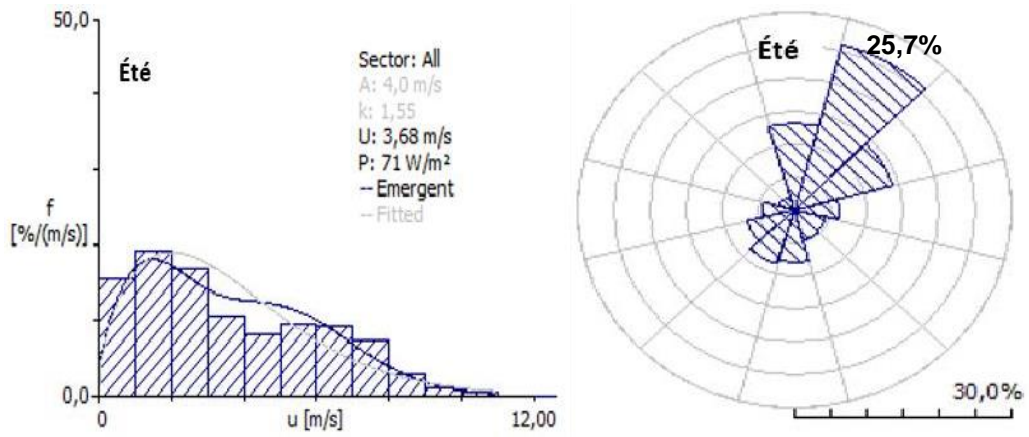


Figure IV. 11: Distribution de Weibull et la rose des vents à 10 m (été)

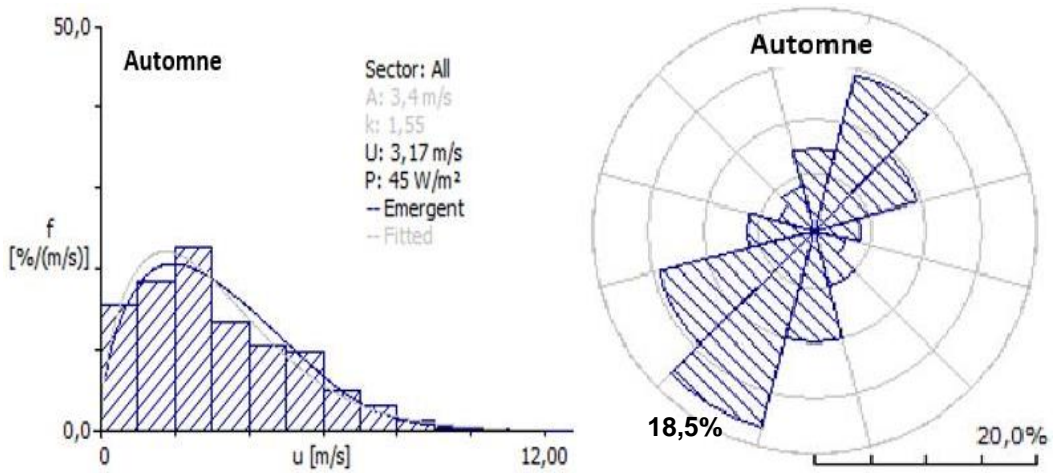


Figure IV. 12: Distribution de Weibull et la rose des vents à 10 m (Automne)

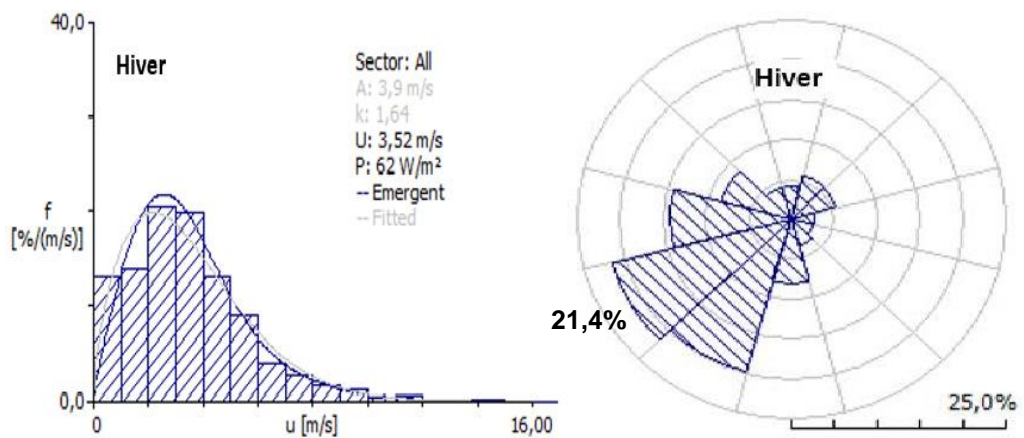


Figure IV. 13: Distribution de Weibull et la rose des vents à 10 m (Hiver)

Tableau IV. 3 : Variation saisonnière des caractéristiques du vent à Annaba à 10 m

	A (m/s)	K	U (m/s)	DP (W/m ²)
Printemps	4,2	1,85	3,78	68
Hiver	3,9	1,64	3,52	62
Automne	3,4	1,55	3,17	45
Eté	4,0	1,55	3,68	71

5. VARIATION MENSUELLE à 10 m

5.1.Région de Skikda

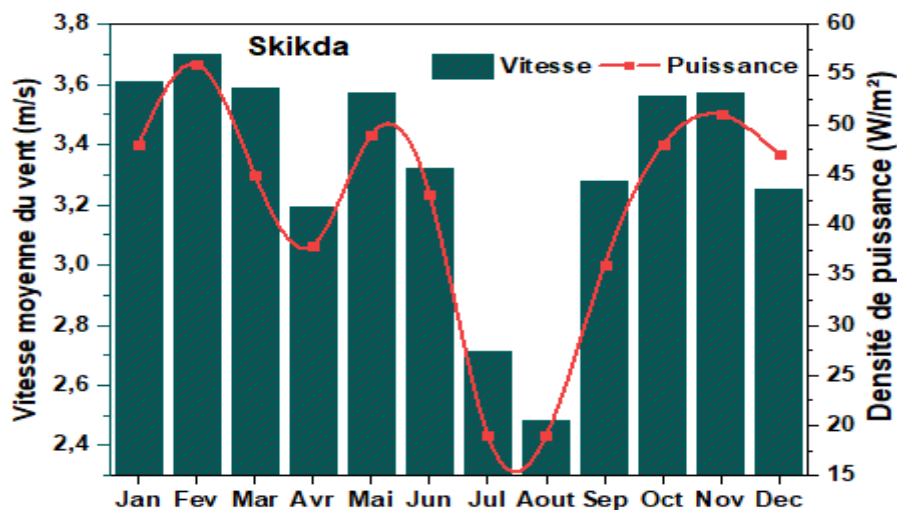


Figure IV. 14: Variation de la vitesse moyenne et la densité de puissance

La Figure IV.14 représente la variation mensuelle de la vitesse moyenne du vent et la densité de puissance pour la région de Skikda. Une vitesse moyenne maximale de 3.7 m/s est enregistrée et on induisant une densité de puissance maximale de 56 W/m² durant le mois de Février.

Tandis que la vitesse moyenne minimale, une densité de puissance minimale de 2.48 m/s et 19 W/m² sont enregistrés durant le mois d'Août.

5.2.Région d'Annaba

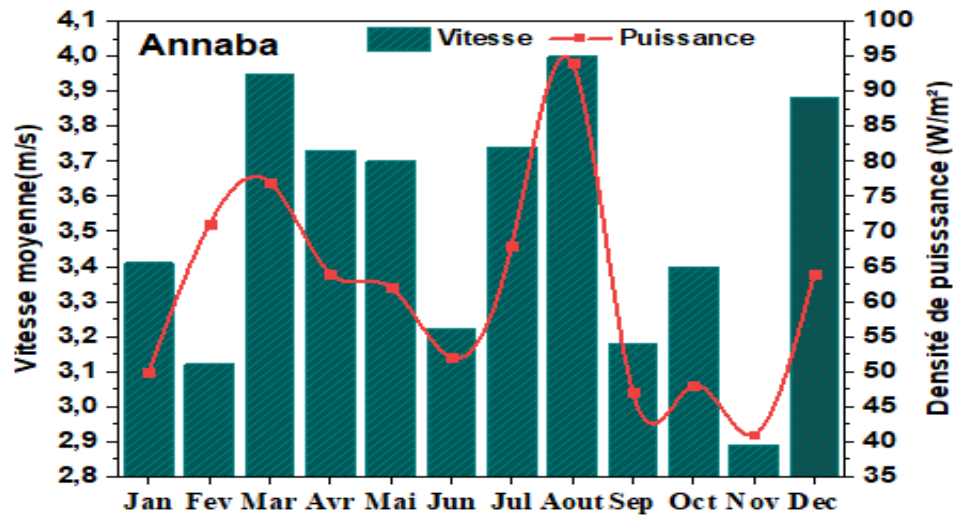


Figure IV. 15: Variation mensuelle de la vitesse et la densité de puissance

La Figure IV.15 représente la variation mensuelle de la vitesse moyenne du vent et la densité de puissance pour la région d'Annaba. Une vitesse moyenne maximale de 4 m/s est enregistrée durant le mois d'Août, induisant une densité de puissance maximale de 94 W/m² ; tandis que la vitesse moyenne minimale, une densité de puissance minimale de 2.89 m/s et 41 W/m² sont enregistrés durant le mois de Novembre.

6. PARC EOLIEN HYPOTHETIQUE

La première étape dans le développement d'un parc éolien est d'identifier un emplacement approprié ayant une vitesse du vent relativement élevée [72].

- La quatrième phase est la gestion de la production de la puissance électrique et la maintenance du parc;
- La dernière démarche concerne le démantèlement et le renouvellement des turbines après 25ans.

6.1.Positionnement des éoliennes (Parc éolien de Skikda)

La Figure IV.16 représente la synchronisation sur Google Earth de la position de chaque éolienne du parc de Skikda, ainsi la distance optimisée entre les éoliennes sur le logiciel WAsP.

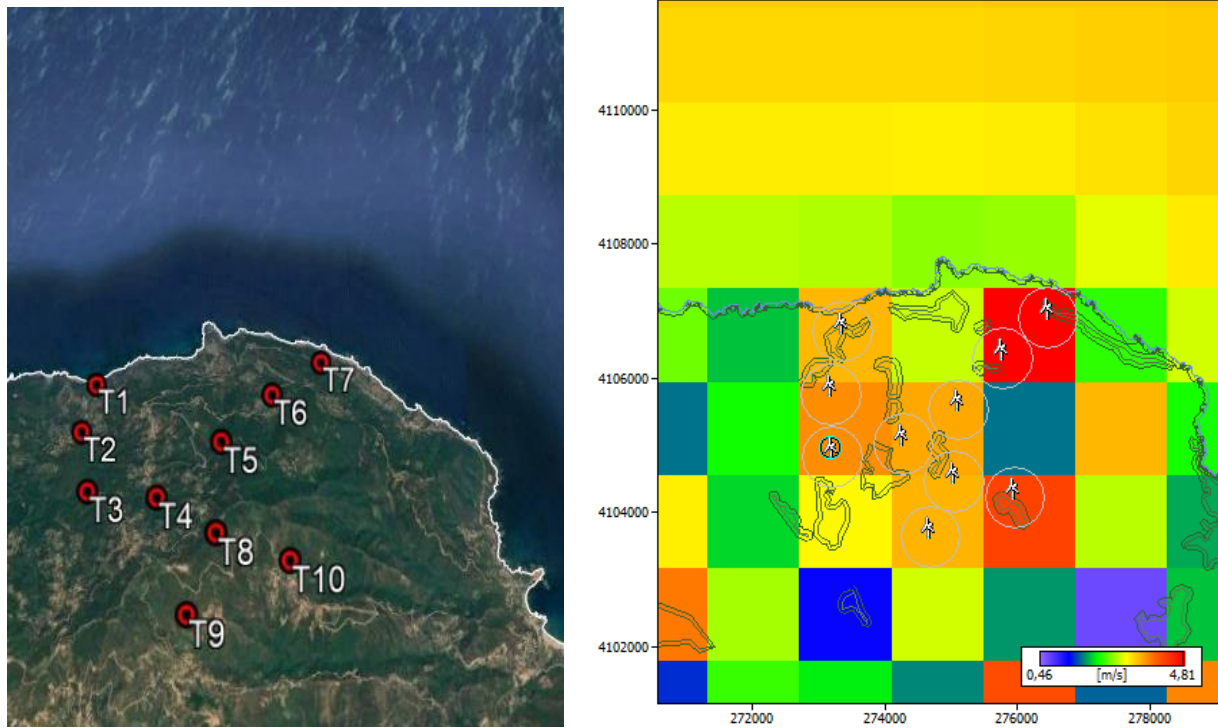


Figure IV. 16: Positionnement des éoliennes sur Google earth et WAsP (Skikda).

Les coordonnées géographiques, l'élévation, la production énergétique nette et brute, ainsi que les pertes par sillage de chaque éolienne sont illustrées dans le Tableau IV.4

Tableau IV. 4: Caractéristiques des paramètres et la production énergétique de chaque éolienne

Site ID	UTM_X (m)	UTM_Y (m)	Elevation (m)	Hauteur (m)	V (m/s)	E_brute (GWh)	E_Nette (GWh)	Pertes sillage (%)
T01	273093,1	4106985	19,2	80	2,87	0,51	0,509	0,26
T02	273180,7	4106071	205,5	80	3,24	0,776	0,759	2,24
T03	273355,9	4105158	415,7	80	3,71	1,078	1,047	2,87
T04	274269,3	4105020	468	80	3,4	1,05	1	4,81
T05	275107,7	4105533	673,5	80	5,27	3,439	3,36	2,29
T06	275770,9	4106296	437,2	80	4,46	2,225	2,191	1,54
T07	276459,1	4106897	201,3	80	3,81	1,487	1,478	0,6
T08	275045,1	4104457	748,7	80	5,31	3,853	3,725	3,34
T09	274682,2	4103631	615,3	80	3,97	1,521	1,473	3,15
T10	276071,2	4103856	539,6	80	4,47	1,986	1,914	3,63

La production totale d'énergie nette est répartie sur les différentes éoliennes, et selon leur positionnement, elle varie de 0.509 GWh pour l'éolienne T01 à 3.725 GWh pour l'éolienne T08.

6.2. Production énergétique (parc éolien de Skikda)

La production annuelle du parc éolien hypothétique de Skikda, constitué de 10 éoliennes de 3 MW chacune, et d'une capacité théorique de 30 MW est illustrée dans le Tableau IV.5.

Tableau IV. 5: Caractéristiques totales du parc

Parc éolien Skikda	valeur
Vitesse moyenne (m/s)	4.20
Energie totale brute (GWh)	19.521
Energie totale nette (GWh)	18.995
Densité de puissance moyenne (W/m ²)	93
Pertes proportionnelles sillage (%)	2.70

La vitesse moyenne du vent au niveau du parc éolien de Skikda est de 4.20 m/s, et une densité de puissance de l'ordre de 93 W/m², ce qui permet une production énergétique annuelle brute de 19.521 GWh. Les pertes d'énergie par effet de sillage est de 2.7 %, ce qui donne une énergie annuelle nette de 18.995 GWh.

6.3.Positionnement des éoliennes (Parc éolien d'Annaba)

La Figure IV.17 représente la synchronisation sur Google Earth de la position de chaque éolienne du parc d'Annaba, ainsi la distance optimisée entre les éoliennes sur le logiciel WASP.

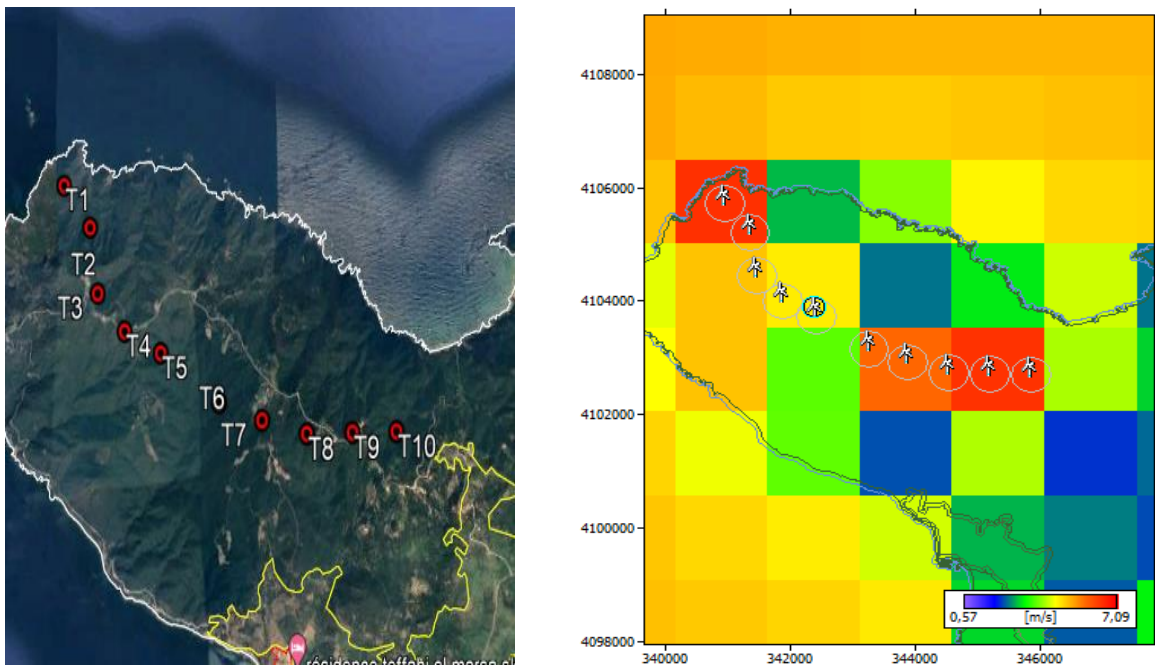


Figure IV. 17: Positionnement des éoliennes sur Google Earth et WASP (Annaba)

Les coordonnées géographiques, l'élévation, la production énergétique nette et brute, ainsi que les pertes par sillage de chaque éolienne sont illustrées dans le Tableau IV.6

Tableau IV. 6: Caractéristiques des paramètres et la production énergétique de chaque éolienne

Site ID	UTM_X (m)	UTM_Y (m)	Elevation (m)	Hauteur (m)	V (m/s)	E_Brute (GWh)	E_Nette (GWh)	Pertes sillage (%)
T 01	340945,8	4105727	194,3	80	7,51	8,642	8,635	0,08
T 02	341348,9	4105212	236,2	80	6,6	6,832	6,8	0,46
T 03	341935,6	4104519	354,3	80	7,03	7,631	7,595	0,47
T 04	342449,4	4104057	337,8	80	6,62	6,786	6,738	0,72
T 05	342911,9	4103671	297,1	80	6,26	6,01	5,953	0,96
T 06	343477,1	4103286	302,3	80	6,51	6,657	6,582	1,12
T 07	344093,8	4103337	400	80	7,9	9,687	9,572	1,19
T 08	344684,7	4103132	317,1	80	7,34	8,571	8,514	0,66
T 09	345201,3	4102723	353,9	80	7,96	9,708	9,662	0,47
T 10	345815,1	4102207	329,3	80	7,56	8,899	8,865	0,38

La production totale d'énergie nette est répartie sur les différentes éoliennes, et selon leur positionnement, elle varie de 5.953 GWh pour l'éolienne T05 à 9.662 GWh pour l'éolienne T09.

6.4. Production énergétique (parc éolien d'Annaba)

La production annuelle du parc éolien hypothétique de Skikda, constitué de 10 éoliennes de 3 MW chacune, et d'une capacité théorique de 30 MW est illustrée dans le Tableau IV.7.

Tableau IV. 7: Caractéristiques totales du parc

Parc éolien Annaba	valeur
Vitesse moyenne (m/s)	7.13
Energie totale brute (GWh)	79.423
Energie totale nette (GWh)	78.916
Densité de puissance moyenne (W/m ²)	464
Pertes proportionnelles sillage (%)	0.64

La vitesse moyenne du vent au niveau du parc éolien d'Annaba est de 7.13 m/s, et une densité de puissance de l'ordre de 464 W/m², la chose qui permet une production énergétique annuelle brute de 79.423 GWh. Les pertes d'énergie par effet de sillage est de 0.64 %, ce qui donne une énergie annuelle nette de 78.916 GWh.

7. PRODUCTION D'HYDROGENE ET COUTS

Dans un parc éolienne nous pouvant calculer la quantité d'énergie produite et celle d'hydrogène et notamment leurs couts, en plus la quantité de CO2 évité.

Les deux parcs réalisés avec dix éoliennes d'une puissance nominale de 3MW dans les deux régions étudiées, nous a permis d'obtenir les résultats qui illustre dans le tableau ci-dessous :

Tableau IV. 8: Calcul énergie, hydrogène, les couts et émissions CO₂ évité

	Energie		Hydrogène		Emissions CO ₂ tCO ₂ _évité
	Production (GWh/an)	Coût (\$/kWh)	Production (tH ₂ /an)	Coût (\$/kWh)	
Annaba	78,916	0,0291	993549,88	2,241	34510
Skikda	18,995	0,1208	239146,44	2,352	8306,5

D'après le tableau ci-dessus on constate que dans la région d'Annaba la quantité d'énergie nette produite est de 78,916 (GWh /an) avec un coût de 0,0291 (kWh/\$) et pour la région de Skikda la quantité d'énergie nette produite est de 18,995 (GWh/an) avec un coût de 0,1208 (kWh/\$).

Nous constatons que la production énergétique nette de parc éolien d'Annaba est quatre fois plus importante que celle du parc de Skikda, et le coût de l'électricité à Annaba est quatre fois inférieur à celui de Skikda.

En termes d'hydrogène, la production annuelle est de 993549,88 (tH₂/an) avec un coût de 2,241(kWh/\$) pour Annaba. Cependant, la production d'hydrogène à Skikda est estimée à de 239146,44 (tH₂/an) avec un coût de 2,352 (kWh/\$).

Quant à la quantité de CO₂ évité pour les deux parcs, on distingue 34510 tCO₂/kWh pour le site d'Annaba, et 8306,5 tCO₂/kWh pour la région de Skikda.

8. CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons présenté les résultats relatifs à l'étude du gisement éolien dans deux régions du Nord-Est de l'Algérie, à savoir (Skikda, Annaba).

Le travail présenté qui a été effectué en grande partie sur le logiciel WASP, a permis d'évaluer le potentiel éolien disponible dans les deux régions étudiées, où nous avons cartographié la distribution de la vitesse moyenne du vent au niveau des deux régions à 10m de hauteur, pour en déduire les régions les plus aptes à recevoir l'installation d'une ferme éolienne. Par ailleurs, différents paramètres nécessaires dans l'étude du gisement éolien ont été calculés, tels que la rose des vents, l'histogramme de la vitesse du vent, les deux paramètres de Weibull, l'évolution de la vitesse moyenne du vent ainsi que la densité de puissance moyenne, en facteur annuelle, saisonnier, mensuel.

Le travail comprend aussi l'estimation de la production énergétique et d'hydrogène en fonction d'année de deux parcs éoliens. Au terme de l'étude, une analyse technico-économique a été effectuée pour chacune des deux fermes éoliennes aussi bien en termes d'énergie éolienne

produite que celle d'hydrogène. Pour cela, différents paramètres qui caractérisent la rentabilité des installations ainsi que l'évaluation des coûts ont été étudiés.

Les résultats obtenus peuvent être résumés comme suit :

- L'étude annuelle à 10 m de hauteur donne le site d'Annaba plus venté avec une vitesse moyenne annuelle égale à 3.53 m/s, une densité de puissance moyenne annuelle est estimée à 62W/m² et le Nord-Est et le Sud-Ouest comme direction prédominante avec une fréquence de près de 20%. Par ailleurs, le site de Skikda comprend une vitesse moyenne annuelle égale à 3.35 m/s, une densité de puissance moyenne de 41W/m² et le Sud-Ouest comme direction dominante avec une fréquence de près de 15%.
- L'étude saisonnière a permis de déduire que le vent est plus important pour les saisons de l'hiver et l'automne pour le site de Skikda, alors que pour le site d'Annaba, le vent est plus important en été et au Printemps.
- L'étude mensuelle donne que le vent est plus important du mois de Janvier jusqu'au mois de Mars pour le site de Skikda alors que pour le site d'Annaba, le vent est plus important dans le moins de Mars, Août et Décembre.
- La production énergétique annuelle nette donne 18,995GWh pour le parc de Skikda, et 78,916GWh pour le parc d'Annaba
- La production d'hydrogène annuelle dans la région d'Annaba est de 993549,88 tH₂ ; par contre dans la région de Skikda, elle est de 239146,44 tH₂.
- Le coût de la production énergétique dans le site d'Annaba est estimé à 0,0291 (\$/kWh), quant au site de Skikda il est de 0,1208 (\$/kWh).
- Le Coût d'hydrogène dans le site d'Annaba est de 2,241 (\$/kWh), par contre dans le site de Skikda, il est de 2,352 (\$/kWh).
- Le taux de CO₂_évité, est d'une valeur de 34510 tCO₂ dans la région d'Annaba, et 8306,5 tCO₂ au niveau de Skikda.

CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES

Conclusion Générale et perspectives

=====

Au cours de ce projet de fin d'étude en Master 2 en Energétique, une étude sur les ressources éoliennes dans le nord-est de l'Algérie (Annaba, Skikda) a été réalisée afin de connaître la fiabilité et la rentabilité des deux régions dans les installations éoliennes.

Dans le premier chapitre, nous avons établi une description de la source d'énergie primaire définie par le vent et ses propriétés; puis nous avons décrit brièvement l'atmosphère terrestre ainsi que la production d'hydrogène et enfin l'aspect environnemental.

Le deuxième chapitre comprend la définition de l'énergie éolienne d'une façon générale, il a été question de présenter l'évolution des éoliennes dans le temps et de leur utilisation par l'homme dans l'histoire. Nous avons abordé les différents types d'éoliennes, les divers domaines d'application et enfin la définition de la puissance d'une éolienne.

Le troisième chapitre, nous avons présenté les données météorologiques et les outils numériques pour la zone étudiée (Annaba et Skikda), puis les fonctionnalités du logiciel WASP qui nous permet d'étudier les courants de vent à des endroits spécifiques. Et enfin, le champ de vent et la carte des vents de l'Algérie.

Au dernier chapitre, nous avons présenté les résultats et les interprétations, le travail mené sur cette étude à 10 m de hauteur qui nous a permis d'obtenir les résultats suivants :

- Dans l'étude annuelle :

D'après les résultats obtenus par les histogrammes et les cartes des vitesses vents avec la densité de puissance, on trouve que la région d'Annaba est plus favorable que celle de Skikda.

- Dans l'étude saisonnière :

Concernant Skikda, l'hiver est le mois qui donne le meilleur rendement puis vient l'automne et la saison la plus faible reste l'été.

A Annaba, on trouve que l'été c'est la saison la plus productive de énergie éolienne puis le vient le printemps et la saison la plus faible est l'hiver.

De là, il est à conclure que pour une production optimale de source éolienne, Annaba est le site plus productif que Skikda en facteur saisonnier.

- L'étude mensuelle :

Pour la région de Skikda :

C'est le mois de Février qui se trouve le mois adéquat pour la production énergétique éolienne, par contre le mois d'Août donne une faible quantité.

Pour la région d'Annaba :

Le mois d'Août est le meilleur en termes de production par rapport aux autres saisons

comme le mois de Novembre.

Dans l'étude mensuelle on peut conclure que le site de Annaba est plus favorable par rapport à Skikda dans la production éolienne.

- Estimation de la production énergétique, hydrogène avec leurs couts, et le taux de CO₂ évité

Concernant la production énergétique on trouve que Annaba est plus productive avec un coût plus bas que celui de Skikda.

Parlant de la production d'hydrogène, aussi c'est Annaba qui produit une meilleure quantité et avec un coût plus bas que dans la région de Skikda.

Le taux de CO₂ évité, il se trouve que c'est Annaba qui produit plus faible quantité de CO₂ par rapport à Skikda.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1]O.Benali. Evaluation du potentiel énergétique éolien dans la région Sud-est du Sahara algérienne. 2015. Mémoire de master académique. Université Kasdi Merbah Ouargla.
- [2]R.Redjem. Etude d'une chaîne de conversion éolienne. 2009. Mémoire de magistère en Electrotechnique, université Mentouri de Constantine.
- [3]S.Chalal, M.Slimani. Etude Préliminaire et Analyse du Potentiel Eolien en Vue d'une Planification Energétique dans la région de Tizi Ouzou. 2021. Mémoire de fin de cycle, université de Mouloud Mammeri de tizi-ouzou.
- [4]Hewitt C. N., Andrea V. Jackson. (2003). Handbook of atmospheric science: principles and applications, Wiley-Blackwell, ISBN 0632052864, 633 pp.
- [5]Stull.R. B. (1988). An introduction to boundary layer meteorology. Kluwer Academic Publishers. Pays Bas, pp. 680, ISBN 90-277-2768-6.
- [6]Boudia, Sidi Mohamed. Optimisation de l'Evaluation temporelle du gisement Energétique Eolien par Simulation Numérique et Contribution à la Réactualisation de L'Atlas des vents en Algérie. Thèse de DOCTORAS. 23/01/2013. Université Abou-Bakr Belkaid de Tlemcen.
- [7]Garatt J.R. (1992). The atmospheric boundary layer. Cambridge University Press, Royaume Uni, pp. 334, ISBN 05-214-6755-4, 1992
- [8]Schmitt, H, Foudhil (2010). Météorologie de La Couche Limite Atmosphérique. cours_dispersion_23_nov_2010_HSF_final.pdf. Ecole de Ponts Paris Tech
- [9]M.Berrached Sidahmed. Analyse Technico-économique des systèmes de conversion d'énergie éolienne appliquée sur la région de Tlemcen. 2015. Mémoire de master, université de Tlemcen Abou-Bakr Belkaid.
- [10]F.Meziane. Utilisation des Modèles CFD pour la Simulation de l'Écoulement du Vent sur un Terrain Complexe. 2021. Thèse de doctorat, université M'Hamed Bougara-Boumerdes
- [11]F.Meziane. Etude et dimensionnement d'un système éolien-électrolyseur-pile à combustible pour l'alimentation électrique d'un site isolé. 2011. Mémoire de magister, université M'Hamed Bougara-Boumerdes.
- [12] M.Achouri, S.Khalfa. Evaluation du gisement éolien dans deux régions de l'est de l'Algérie, Jijel et Tébessa. 2016/2017. Mémoire de fin d'étude, université M'Hamed Bougara Boumerdes.
- [13]Y.Ould Makhlof, S.Zelouf. Evaluation et Caractérisation du Potentiel Eolien de la région de M'Sila. 2019/2020. Mémoire de Master, université de Mohamed Boudiaf M'Sila.
- [14]F.Chellali. Adballah Khellaf. (2011). A Contribution in the Actualization of Wind Map of Algeria. Renewable and Sustainable Energy Reviews 15(2): 993–1002.
- [15]Putnam, P.C., 1948: Power from the Wind. Van Norstrand Co., Inc., New York, 224pp.

- [16] Justus.C.G, W. R. Hargraves, A. Mikhail, D. Graber. (1978). Methods for estimating wind speed frequency distribution. *Journal of Applied Meteorology*. 17; 350-353
- [17]S. Madougou. Etude du Potentiel Eolien du Jet Nocturne dans la zone Sahélienne à partir des Observations de Radars Profileurs de Vent. 2010. Thèse de doctorat, Université Paul Sabatier-Toulouse III.
- [18] Jensen O., Petersen E. L., Troen I. (1984). World climate applications programme: extrapolation of mean wind statistics with special regard to wind energy applications. World meteorological organization, WMO/TD-No. 15.
- [19]Hennessey, J.P. (1978). A comparison of the Weibull and Rayleigh distributions for estimating wind power potential. *Wind Engin.* 2, 156–164.
- [20]Hamadha. Latifa, Slama.Kaltoum. Evaluation du Gisement Energétique Eolien de la région des Hauts-Plateaux. 2017. Mémoire de Magister, université Ahmed Draia Adrar.
- [21] Justus. C.G, W. R. Hargraves, A. Yalcin. (1976). Nationwide assessment of potential output from wind powered generators. *Journal of Applied Meteorology*. 15; 673-678.
- [22]Mikhail, A. S. (1985). Height Extrapolation of Wind Data, *Journal of Solar Energy Engineering*, 107; 10-14.
- [23]S.Boucif. Dj.Chaib. Etude et évaluation du potentiel éolien dans la région de KSAR CHELLALA. 2021. Mémoire de master, université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem.
- [24] Patel. M.R. (1999). *Wind and solar power systems*. Florida, America: CRC Press.
- [25] Keyhani A, Ghasemi-Varnamkhasti M, Khanali M, Abbaszadeh R. (2010). An assessment of wind energy potential as a power generation source in the capital of Iran, Tehran. *Energy*; 35(1):188-201.
- [26] Islam.M.R, R. Saidur, N.A. Rahim. (2011). Assessment of wind energy potentiality at Kudat and Labuan, Malaysia using Weibull distribution function. *Energy* 36; 985-992.
- [27] Diaf. S, G. Notton, and D. Diaf. (2013). Technical and economic assessment of wind farm power generation at Adrar in southern Algeria. *EnergyProcedia* 42:53–62.
- [28] Bagiorgas. H.S, M.N. Assimakopoulos, D. Theoharopoulos, D. Matthopoulos, G.K. Mihalakakou. (2007). Electricity generation using wind energy conversion systems in the area of Western Greece, *Energy Conversion and Management*. 48; 1640–1655
- [29]Ahmed Shata. A.S, and Hanitsch. R. (2006). Evaluation of wind energy potential and electricity generation on the coast of Mediterranean Sea in Egypt. *Renewable Energy*, Elsevier. 31(8), 1183-1202.
- [30]Belabes, B, Youcefi. A, Guerri. O, Djamai. M, Kaabeche. A. (2015). Evaluation of Wind Energy Potential and Estimation of Cost Using Wind Energy Turbines for Electricity Generation in North of Algeria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 51: 1245–55.
- [31] Boudries Rafika and Rabah Dizene. (2008). Potentialities of hydrogen production in Algeria. *International journal of hydrogen energy*. 33; 4476-4487

- [32]Boudries Rafika. (2013). Analysis of solar hydrogen production in Algeria: Case of an electrolyzer-CPV system. *International Journal of Hydrogen Energy*. 38; 11507-11518.
- [33]Aïche-Hamane Lilia., M. Hamane and M. Belhamel. (2007). Estimation of hydrogen production from different wind turbine sizes in the south of Algeria. *Revue de Energies Renouvelables ICRES-07 Tlemcen* 129-134.
- [34] Aiche Lilia., Boumediene Benyoucef. (2010). Study of Hydrogen Production from Wind Power in Algeria. Detlef Stolten, Thomas Grube (Eds.): 18th World Hydrogen Energy Conference WHEC 2010, Parallel Sessions Book 3: Hydrogen Production Technologies - Part 2 Proceedings of the WHEC, May 16.-21. 2010, Essen Schriften des Forschungszentrums Jülich / Energy & Environment, Vol. 78-3.
- [35] Douak Mohamed, and Noureddine Settou. (2015). Estimation of hydrogen production using wind energy in Algeria. *Energy Procedia* 74; 981-990.
- [36] Lodhi. Mak. (2004). Helio-hydro and helio-thermal production of hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy* 29:1099-1113.
- [37]Freund. E. (2002). L'hydrogène comme vecteur énergétique : concurrence ou complémentarité avec les combustibles fossiles. Institut Français du Pétrole.
- [38]Oualid. M. (2009). Production de l'hydrogène a partir des énergies renouvelables. Thèse de Magister, université Abou bekr Belkaid de Tlemcen.
- [39]Viseur. M. (2008). Etude de faisabilité de l'utilisation de l'hydrogène comme vecteur alternatif d'énergie. Thèse de Master en Sciences et gestion de l'Environnement Université Libre de Bruxelles
- [40]Ardente. F., M. Beccali, M. Cellura, V. Lo Brano. (2008). Energy performances and life cycle assessment of an Italian wind farm. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 12: 200–217.
- [41]Haddouche. S.K, and S.M. Boudia. (2019). Wind Resource Assessment at Illizi Site in the Algerian Sahara with Environmental Analysis. 7th International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), Agadir, Morocco 1-6
- [42]Abdelhamid, Belguidoum. Les aspects technologiques des éoliennes et leur utilisation dans la production d'énergie dans les zones arides. 2013. Thèse de doctorat. Université Mohamed Khider de Biskra.
- [43]POITIERS, Frédéric. Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne-machine asynchrone à cage autonome-machine asynchrone à double alimentation reliée au réseau. 2003. Thèse de doctorat. Université de Nantes.
- [44]BOUDIA, Sidi Mohammed, BENMANSOUR, Abdelhalim, et HELLAL, Mohammed Abdellatif Tabet. Wind resource assessment in Algeria. *Sustainable Cities and Society*, 2016, vol. 22, p. 171-183.
- [45]N.Touama. Évaluation du gisement éolien en Algérie à l'aide du logiciel RETScreen. 2018. Mémoire de master. Université Mohamed Boudiaf - M'sila.

- [46] IDJDARENE, Kassa. Contribution à l'étude et la commande de génératrices asynchrones à cage dédiées à des centrales électriques éoliennes autonomes. 2010. Thèse de doctorat. Lille 1.
- [47] LAROUÏ, Rachid. Modélisation Et Simulation D'un Système Multi-Source Photovoltaïque-Eolien-Diesel Dans La Région d'Adrar. 2015. Thèse de doctorat. Université Ahmed Draya Adrar.
- [48] Aghiles, ARDJAL. Systèmes de conversion de l'énergie éolienne. 2020-2021. Article. Université Mouloud Mammeri TIZI OUZOU.
- [49] UCAR, Aynur et BALO, Figen. Evaluation of wind energy potential and electricity generation at six locations in Turkey. *Applied Energy*, 2009, vol. 86, no 10, p. 1864-1872.
- [50] https://fr.wikipedia.org/wiki/Vestas_V90-3MW
- [51] <https://fr.wind-turbine-models.com/turbines/247-vestas-v90-offshore>.
- [52] Troen, I., and Lundtang Petersen, E. (1989). *European Wind Atlas*. Roskilde: Risø National Laboratory
- [53] Walmsley, J.L., Salmon, J.R., Taylor, P.A., 1982. On the application of a model of boundary layer flow over low hill stoeal terrain. *Boundary-Layer Meteorology* 23, 17–46.
- [54] Jackson, P.S. and J.C.R. Hunt (1975). Turbulent Wind Flow over Low Hill. *Quart. J. R. Met. Soc.*, vol. 101, pp. 929-955.
- [55] Guerri, O., A. Dali, S. M. Boudia, and N. Yassaa. 2020. Performance evaluation of a wind farm using different power density distributions. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*. doi:10.1080/15567036.2020.1775727.
- [56] Hammouche, R. 1990. *Atlas Vent de l'Algérie*. Publication interne de l'Office National de Météorologie.
- [57] Djamai, M., and N. Kasbadji Merzouk. 2011. Wind farm feasibility study and site selection in Adrar, Algeria. *Energy Procedia* 6:136–42. doi:10.1016/j.egypro.2011.05.016
- [58] Boudia, Sidi Mohammed, et Ouahiba Guerri. (2015). Investigation of Wind Power Potential at Oran, Northwest of Algeria. *Energy Conversion and Management* 105: 81–92.
- [59] Benmbarek, M., F. Benzergua, and M. Khat. 2015. Optimization of the wind turbines location in Kaberten wind farm in Algeria. *Energy Procedia* 74:122–29. doi:10.1016/j.egypro.2015.07.532.
- [60] Abdeslame. D, Kasbadji Merzouk. N, Mekhtoub. S, Abbas. M, Dehmas. M. (2017). Estimation of Power Generation Capacities of a Wind Farms Installed in Windy Sites in Algerian High Plateaus. *Renewable Energy* 103: 630–40.
- [61] Mezidi, A., O. Guerri, and K. Mohammedi. 2019a. Evaluation of wind turbine performances located in two sites of the Algerian Sahara. *Journal of Science and Technology* 1

- [62] Said. M, A. Ibrahim. (1984). Energy in the Arab World. *Energy* 9(3):217–238.
- [63] Bensaid. H. (1985). The Algerian program on wind energy. *Proceeding of WEAC*, 21-27. Oxford.
- [64] Kasbadji Merzouk. N. (2000). Wind energy potential of Algeria. *Renewable Energy* 21:553–62
- [65] Aïche-Hamane. L, and A. Khellaf. (2003). Cartographie des ressources éoliennes de l'Algérie. *Bulletin des Sciences géographiques* 11; 23-28.
- [66] Kasbadji Nachida. (2006). Evaluation du gisement énergétique éolien et contribution à la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie .Thèse de doctorat, université Abou Baker BelKaid Tlemcen.
- [67] Daaou Nedjari, H., S. Kheder Haddouche, A. Balehouane, and O. Guerri. (2018). Optimal Windy Sites in Algeria: Potential and Perspectives. *Energy* 147: 1240–55.
- [68] Boudia SM, Santos Joã Andrade. (2019). Assessment of large-scale wind resource features in Algeria, *Energy*. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116299>.
- [69] Mortensen, N. G., L. Landberg, I. Troen, and E. L. Petersen. 1993. Wind Atlas analysis and application program (WAsP). Roskilde, Denmark: Riso National Laboratory.
- [70] Lange, B., and J. Højstrup. 2001. Evaluation of the wind-resource estimation program WAsP for offshore applications. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*. 89:271e91. doi:10.1016/S0167-6105(00)00082-9
- [71] Walmsley, J. L., P. A. Taylor, and T. A. Keith. 1986. A Simple Model of Neutrally Stratified Boundary-Layer Flow over Complex Terrain with Surface Roughness Modulations (MS3DJH/3R). *Boundary-Layer Meteorol* 36:157–86. doi:10.1007/BF00117466.
- [72] BENMEDJAHED Miloud. Choix du site et optimisation du dimensionnement d'une installation éolienne dans le nord Algérien et son impact sur l'environnement. Thèse de Doctorat 2012-2013. UNIVERSITE ABOU-BAKR BELKAID TLEMEN.