



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

UNIVERSITE ABOU-BEKR BELKAID - TLEMCEN

THÈSE

Présentée à :

FACULTE DES SCIENCES – DEPARTEMENT DE PHYSIQUE

Pour l'obtention du diplôme de :

DOCTORAT EN SCIENCES

Spécialité: Énergies Renouvelables

Par :

Mr MERAD BOUDIA EL Mahdi

Sur le thème

Dimensionnement et Optimisation d'un Parc Éolien au sud Algérien

Soutenue publiquement le 13/05/2025 à Tlemcen devant le jury composé de :

Mr CHABANE SARI Nasr Eddine	Professeur	Université de Tlemcen	Président
M^{me} GHELLAI Nassera	Professeur	Université de Tlemcen	Directeur de thèse
Mr BENMEDJAHED Miloud	Directeur de Recherche	URERMS Adrar	Co-directeur de thèse
Mr AMARA Sofiane	Professeur	Université de Tlemcen	Examinateur
Mr CHIALI Anisse	M C A	ESSA Tlemcen	Examinateur
Mr BOUZID Zakaria	M.C.A	Université d'Alger 1	Examinateur
Mr BOUDIA Sidi Mohammed	Directeur de Recherche	CDER Alger	Invité

*Unité de Recherche de Matériaux et Énergies Renouvelables
Université Abou bekr Belkaid BP 119, 13000 Tlemcen - Algérie*

Dédicaces

*À mes chers parents, ma femme et mes enfants,
toute ma famille et mes amis*

Remerciements

Le travail présenté dans cette Thèse a été effectué à l'Unité de Recherche en Matériaux et Énergies Renouvelables (URMER), du département de Physique, à la Faculté des Sciences de l'Université de Tlemcen Aboubekr Belkaïd.

Avant tout, je remercie DIEU tout Puissant et Miséricordieux d'avoir doté l'Être humain du pouvoir de raisonnement et d'explorer les profondeurs de l'Univers.

Que mes remerciements les plus sincères s'adressent à mon encadreur, Madame **Nassera Ghellai**, Professeur à l'université de Tlemcen, par sa présence et son pragmatisme exemplaires qui ont accordé un sens à mon travail. Sa présence constante m'a permis de faire reculer les limites de mes recherches. Il va de soi qu'il est de mon devoir d'exprimer mes respects ainsi que ma reconnaissance pour tous les conseils et orientations qu'elle n'a cessée de prodiguer, le long de mon travail.

D'autre part, il est de mon devoir de remercier sincèrement et chaleureusement mon co-encadreur, Monsieur **Benmedjahed Miloud**, Professeur et directeur de recherche, pour sa présence et son aide précieuse concernant le coté scientifique de mon travail. Je le remercie aussi pour le grand intérêt apporté à mon travail. Je tiens aussi à lui exprimer ma profonde gratitude pour les conseils qu'il n'a cessé de me prodiguer le long de mon travail.

Mes encadreurs et moi très honorés de la présence de notre jury de thèse à savoir:

- Monsieur **CHABANE SARI Nasr Eddine**, Professeur à l'université de Tlemcen veuille qu'il soit remercié pour son acceptation de Président du jury.

Les honorables membres du jury :

- **Mr AMARA Sofiane**, professeur à l'université de Tlemcen.
- **Mr CHIALI Anisse**, Maitre assistant A, ESSA Tlemcen.
- **Mr BOUZID Zakaria**, Maitre assistant A, Université d'Alger1.

Qu'ils soient remerciés chaleureusement d'avoir honorés de leurs présences le Jury

C'est avec un très grand plaisir d'avoir parmi nous notre invité mon cher ami Monsieur **BOUDIA Sidi Mohammed**, Directeur de recherche URMER. Je tiens à lui exprimer toute ma reconnaissance d'être parmi nous.

Mes sincères remerciements vont également à ceux et celles qui ont activement participé à la préparation de ma thèse.

Liste des tableaux

Chapitre 1

Tableau (I.1) Répartition de la production d'électricité d'origine nucléaire, (word nuclear association (WINA))	13
Tableau (I.2) Part de chacune des ressources renouvelables primaires retenues	18
Tableau (I.3) Planning de réalisation du programme (Version 2011)	19
Tableau (I.4) Plan d'exécution du PNEREE révisé en 2015 (en MW).	20
Tableau (I.5) Synthèse du marché éolien par grandes zones géographiques	22

Chapitre 2

Tableau (II 1) Échelle Beaufort	37
Tableau (II 2) Indice de déformation de Griggs – Putnam	43
Tableau(II.3) Les coordonnées géographiques de la station météo de Tindouf	56
Tableau (II.4) Paramètres de Weibull et vitesse moyenne 10 m du sol	57
Tableau(II.5) Paramètres de Weibull et vitesse moyenne 10 m du sol	58
Tableau(II.6) Paramètres de Weibull et vitesse moyenne 10 m du sol	61

Chapitre 3

Tableau(III.1) Paramètres Weibull estimés et mesures de la situation Tindouf à 10 mètres du sol	86
Tableau (III.2) Les paramètres de Weibull des sites retenus pour une installation d'un parc éolien à Tindouf	88

Chapitre 4

Tableau (IV.1) Classification des turbines éoliennes	109
Tableau (IV.2) Éoliennes choisies	121
Tableau (IV.3) Puissance instantanée maximale	125
Tableau (IV.4) Puissance instantanée maximale	126
Tableau (IV.5) Puissance instantanée maximale	127
Tableau (IV.6) Quotient des puissances instantanées	127
Tableau (IV.7) Puissances moyennes et énergie	128
Tableau (IV.8) Estimation de la puissance et l'énergie (Wt50a)	130
Tableau (IV.9) Estimation de la puissance et l'énergie (Wt50b)	131
Tableau (IV.10) Estimation de la puissance et l'énergie (Wt100a)	131
Tableau (IV.11) Estimation de la puissance et l'énergie (Wt100b)	132
Tableau (IV.12) Estimation de la puissance et l'énergie (Wt150a)	132
Tableau (IV.13) Estimation de la puissance et l'énergie (Wt150b)	133
Tableau (IV.14)	136
Tableau (IV.15) Estimation des différents coûts (Wt50a)	139
Tableau (IV.16) Estimation des différents coûts (Wt50b)	139
Tableau (IV.17) Estimation des différents coûts (Wt100a)	140
Tableau (IV.18) Estimation des différents coûts (Wt100b)	141
Tableau (IV.19) Estimation des différents coûts (Wt150a)	142
Tableau (IV.20) Estimation des différents coûts (Wt150b)	142

Listes des figures

Figure (01) Atlas éolien de l'Algérie à 10 m du sol	3
---	----------

Chapitre 1

Figure (I. 1) : Consommation mondiale d'énergie primaire en 2022	13
Figure (I. 1) Émissions de gaz à effet de serre à l'échelle mondiale et des 10 plus grands pays et régions émetteurs	15
Figure (I.2) Moyenne annuelle des capacités d'énergie renouvelable par pays et par région en GW	16
Figure (I.3) Évolution de la puissance installée 1980- 2017 par producteur (MW)	17
Figure (I.4) Évolution estimée du parc national de production d'électricité	18
Figure (I.5) programme de développement des énergies renouvelables	20
Figure (I.6) Carte du Vent Annuel Moyen à 50m	21
Figure (I.7) Évolution des capacités de production d'électricité éolienne dans le monde	23
Figure (I.8) Évolution des puissances unitaires des aérogénérateurs	24
Figure (I.9) Projection à l'horizon 2050 de l'évolution des capacités cumulées d'éolien terrestre (Onshore) installées par région en GW dans le monde	25
Figure (I.10) Projection à l'horizon 2050 de l'évolution des capacités cumulées d'éolien terrestre (Offshore) installées par région en GW dans le monde	25

Chapitre 2

Figure (II .1) Vue schématique de la couche atmosphérique standard	31
Figure (II 2) Structure verticale de la troposphère	32
Figure (II 3) Vue schématique de la couche limite atmosphérique	34
Figure (II.4) Impact mécanique du relief	36
Figure (II 5) Variation temporelle de la vitesse du vent	38
Figure (II 6) Ensemble Anémomètre et girouette	39
Figure (II 7) Mat de mesure	41
Figure (II 8) Index de niveau de déformation de Griggs – Putnam	43
Figure (II 9) Rose des vents à 16 directions	44
Figure (II.10) Forme de la distribution pour différentes valeur de K	46
Figure (II.11) Position de Tindouf	55
Figure (II.12) Courbes de Weibull annuelles et histogrammes de fréquence	56
Figure(II.13) Courbes de Weibull saisonnières et histogrammes de fréquence	58
Figure(II.14) Courbes de Weibull mensuelles et histogrammes de fréquence	61
Figure(II.15) Rose des vents annuels	62
Figure(II.16) Roses des vents saisonniers	63
Figure (II.17) Densité d'énergie éolienne mensuelle, saisonnière et annuelle	65

Chapitre 3

Figure (III.1) Carte topographique de Tindouf	73
Figure(III.2) La carte géologique de la région de Tindouf	75
Figure(III.3) Cartes des eaux souterraines de la région de Tindouf	77

Figure (III.4) Carte du réseau routier de Tindouf	82
Figure (III.5) Atlas éolien de Tindouf à 10 mètres du sol.	85
Figure(III.6) La classification de Tindouf selon le PNL	87
Figure (III.7) Sites potentiels pour une installation d'un parc éolien à Tindouf	87
Figure (III.8) Distribution de Weibull pour le site A	89
Figure(III.9) Distribution de Weibull pour le site B	89
Figure(III.10) Distribution de Weibull pour le site C	90
Figure(III.11) Carte des vents à 10 m du sol	91
Figure (III.12) Carte des vents à 50 m du sol	91
Figure(III.13) Carte des vents à 100 m du sol	92
Figure (III.14) Cartes des vents à 150 m/s	92
Figure(III.15) Densité de puissance (W/m ²) à 10 m du sol	94
Figure (III.16) Densité de puissance (W/m ²) à 50 m du sol	94
Figure (III.17) Densité de puissance (W/m ²) à 100 m du sol	95
Figure (III.18) Densité de puissance (W/m ²) pour 150 mètre du sol	95
La figure (III.19) Densités de puissances pour les sites A, B et C pour les hauteurs 10m, 50m, 100m et 150 m	96
Figure (III.20) Photo satellitaire de la région de Tindouf	97
Figure (III.21) Photo satellitaire du site A	97
Figure (III.22) Photo satellitaire du site B	98
Figure (III.23) Photo satellitaire du site C	98

Chapitre 4

Figure (IV.1) Évolution des aérogénérateurs	105
Figure (IV.2) Technologies principales des turbines à axes verticales	106
Figure (IV.3) Types d'éolienne à axe horizontale	108
Figure (IV.4) Coefficients de puissance de la vitesse normalisée λ pour différents types de turbines	108
Figure (IV.5) Éolienne à vitesse fixe	110
Figure (IV.6) Éolienne à vitesse variable	11
Figure (IV.7) Construction d'une éolienne	112
Figure (IV.8) Masse d'air associée à un capteur fictif idéal.	113
Figure (IV.9) Tube d'air	114
Figure (IV.10) Évolution du coefficient de puissance C_p	116
Figure (IV.11) Diagramme de la puissance utile sur l'arbre en fonction de la vitesse du vent	117
Figure (IV.12) Schéma bloc de l'éolienne	117
Figure (IV.13) La ferme éolienne	120
Figure (IV.14) Caractéristiques wt50a	121
Figure (IV.15) Caractéristiques wt50b	122
Figure (IV.16) Caractéristiques wt100a	122
Figure (IV.17) Caractéristiques wt100b	123
Figure (IV.18) Caractéristiques de l'éolienne wt150a	123
Figure (IV.19) Caractéristiques wt150b	123
Figure (IV.20) Puissances instantanée wt50a	124
Figure (IV.21) Puissances instantanée wt50b	124
Figure (IV.22) Puissances instantanée wt100a	125
Figure (IV.23) Puissances instantanée wt100b	125
Figure (IV.24) Puissances instantanée wt150a	126
Figure (IV.25) Puissances instantanée wt150b	126

Figure (IV.26) Variation du Cf en fonction des sites pour chaque éolienne	129
Figure (IV.27) Facteur d'exploitation pour les éoliennes wt50a et wt50b	134
Figure (IV.28) Facteur d'exploitation pour les éoliennes wt100a et wt100b	134
Figure (IV.29) Facteur d'exploitation pour les éoliennes wt150a et wt150b	134
Figure (IV.30) Répartition des coûts d'investissement pour un parc éolien	137
Figure (IV.31) Coût du kilowattheure des aérogénérateurs	140
Figure (IV.32) Coût du kilowattheure des aérogénérateurs	141
Figure (IV.33) Coût du kilowattheure des aérogénérateurs	143
Figure (IV.34) Parc de 10 MW dans le site A avec l'éolienne Wt50b	146
Figure (IV.35) Parc de 30 MW dans le site A avec l'éolienne Wt150b	146
Figure (IV.36) Parc de (10 MW + 30 MW) dans le site A avec les éoliennes Wt50b et Wt150	147

Sommaire

Introduction générale	1
------------------------------	----------

Chapitre 1 : État de l'art et objectif

I. Introduction	8
II. Formes et transfert d'énergies	8
II.1. Introduction	8
II. 2. Formes d'énergies	8
II. 3. Le transfert d'énergie	10
III. Les sources d'énergie	10
III. 1.Sources d'origine fossile	10
III. 2. Sources d'énergies nouvelles	11
III. 2. 1. Sources d'origine nucléaires	11
III.2.2 Les sources d'origine renouvelables	13
a) Introduction	13
b) Définition des Énergies renouvelables	14
c) l'effet de serre	15
III.2.3.Progression des énergies renouvelables dans le monde	16
IV. Stratégie Algérienne pour le développement des Énergies Renouvelables	17
IV.1. Introduction	17
IV.2. Le Programme national de Développement et de Promotion des Énergies Renouvelables	18
PNEREE	
IV.2.1 Réalisations dans le cadre du PNEREE 2011	18
IV.2.2. La réactualisation en 2015 du PNEREE	19
IV.2.3. L'état actuel de l'énergie éolienne en Algérie	21
V. L'énergie éolienne et l'état actuel mondial	22
V. 1. Introduction	22
V.2. Marché éolien par grandes zones géographiques	22
V.3. Évolution de la capacité de la production de l'électricité éolienne mondiale entre 2001 et 2019	23
V.4. Prévision à l'horizon 2050	25
VI. Conclusion	26
Bibliographie	27

Chapitre 2 : Évaluation du gisement éolien au sud Algérien cas de Tindouf

Introduction	30
I. le vent et L'atmosphère	30
I.1. Le vent et son origine	30
I.2. L'atmosphère	31
I.2.1. Structure de l'atmosphère	31
I.2.2. La couche limite atmosphérique CLA	33
I.2.2.1. Définition	33

Sommaire

I.2.2.2. Structure verticale de la CLA	33
I.2.3. Stabilité atmosphérique	34
I.2.3.1. l'influence thermique du sol, les brises	35
I.2.3.2. l'influence mécanique du relief, obstacles montagneux	36
I.3. Caractéristiques du vent	37
I.4. La variabilité aléatoire du vent	38
I.4.1. Variabilité temporelle	38
I.4.2. Variabilité spatiale	38
I.5. Mesure du vent	39
I.6. La mesure des autres données météorologiques	41
I.7. La mesure du vent par télédétection	42
I.8. Les indicateurs biologiques	42
I.9. Rose des vents	43
II. Étude statistique et potentiel éolien	44
II.1. Caractérisation horizontale de la vitesse du vent	44
II.2. Les modèles d'ajustement	45
II.2.1. La distribution de weibull	45
II.2.2. La distribution hybride de Weibull	47
II.2.3 Distribution de Rayleigh	48
II.3. Détermination des paramètres de Weibull	48
II.3.1 Méthode de la vitesse moyenne et de l'écart type	49
II.3.2 Méthode de la vitesse moyenne et de la variabilité des vents	49
II.3.3 La méthode graphique	49
II.3.4. La méthode du maximum de vraisemblance 5	50
III. Estimation du potentiel éolien	52
III.1 Densité de puissance moyenne	52
III.2 Classement des sites selon leurs ressources éoliennes (PNL)	54
IV. Le gisement éolien en Algérie	54
IV.1 Introduction	54
IV.2. potentiel éolien cas de Tindouf	55
IV.2.1. Présentation du site	55
IV.2.2. Traitement et analyse des données des vitesses du vent	56
V. Résultat et discussions	56
V.1 Les paramètre de Weibull	56
V.2. La rose des vents	62
IV.3. La densité de puissance	65
V. Conclusions	66
Bibliographie	68

Chapitre 3 : Analyse de l'État Initial

Introduction	72
I. Étude du milieu physique, naturel et humain de Tindouf	73
I.1. Milieu physique	73
I.1.1. Relief	73
I.1.2. Climat	74
I.1.3. Géologie	74

Sommaire

I.1.4. Hydrographie	76
I.2. Milieu Natural	78
I.2.1. Flore	78
I.2.2. Faune	79
I.3. Milieu Humain	79
I.3.1 Population	79
I.3.2. Agriculture	80
I.3.3. Activités industrielles et minerais	80
I.3.4. Potentialités touristiques	81
I.3.5. Réseau routier	81
I.4. L'énergie	82
I.5. Ressource éolienne	83
I.5.1. Distribution du vent	83
II. Classification PNL	86
III. Étude des sites	88
IV. Cartes des vitesses	91
V. La puissance du vent	93
V.1. Puissance et Énergie	93
V.2. Carte des puissances	94
VI. Photos satellitaires des sites étudiés	97
VII. Conclusion	99
Bibliographie	101

Chapitre 4 : Dimensionnement et Optimisation d'un Parc Éolien à Tindouf

Introduction	104
I État de l'art des aérogénérateurs	104
I.1. Introduction	104
I.2. Types de turbines	106
I.2.1. Turbines éoliennes à axe vertical	106
I.2.2. Turbines éoliennes à axe horizontal	107
I.3. Comparaison des différents types de turbines	108
I.4. Classification des éoliennes	109
I.4.1. Classification selon l'Échelle	109
I.4.2 Classification selon la chaîne électromécanique de conversion	110
I.4.2.1. Éoliennes à vitesse fixe	110
I.4.2.2. Éoliennes à vitesse variable	110
I.5. Conception d'un aérogénérateur	112
I.6. Puissance du vent et limite de BETZ	113
I.7. Démarrage et arrêt de l'éolienne :	117
II. Dimensionnement d'un parc éolien	117
II.1 Puissance effective d'une éolienne	117
II.2. Puissance moyenne d'une éolienne	118
II.3. Le facteur de capacité d'une éolienne	119
II.4. Estimation de l'énergie produite par un parc éolien	119
II.5. Implantation de la ferme éolienne	119

Sommaire

III. Dimensionnement et optimisation d'un parc éolien à Tindouf	120
III.1. Choix des éoliennes	120
III.2. Puissance instantanée des aérogénérateurs	124
III.3. Puissance moyenne et énergie pour chaque aérogénérateur	128
III.4. Dimensionnement des parcs éolien	130
III.4.1. Estimation de la puissance et l'énergie	130
III.4.2. Le facteur d'exploitation du parc éolien	133
IV- Estimation du coût d'installation des parcs éoliens	136
IV.1. le coût initial de l'investissement	136
IV.2. le coût total actualisé :	138
IV.3. Le coût du kilowattheure (KWh) d'un parc éolien	138
V. Conclusion	145
Bibliographie	148
Conclusion générale et perceptives	150

Annexe 1

Annexe 2

Production scientifique

Sommaire

Introduction générale

Introduction générale

Actuellement, environ 84 % de l'énergie que nous utilisons à l'échelle mondiale est issue de combustibles fossiles [3].

Face à l'augmentation exponentielle de la demande de l'énergie et la dégradation excessive de l'environnement due à une combustion prohibitive des hydrocarbures, ainsi que les rejets thermiques de plus en plus importants causés par une multiplication effrénée des machines thermodynamiques conventionnelles, les énergies renouvelables offrent une solution très adaptée et réconfortante pour surmonter les problèmes liés à l'épuisement des ressources énergétiques traditionnelles, réduire les effets des gaz responsables de la dégradation de l'air, tout en garantissant une stabilité et une continuité du marché énergétique mondial. Le besoin de trouver des solutions fiables et durables a conduit à la croissance des énergies renouvelables.

Différentes technologies ont été développées pour permettre de considérer ces dernières comme des solutions fiables et économiques par rapport aux sources conventionnelles, de plus elles vont permettre la réduction de la pollution de l'air en évitant les émissions des gaz nocifs.

Le problème du changement climatique constitue l'un des défis environnementaux les plus cruciaux de notre époque. L'augmentation de la concentration des gaz à effet de serre (GES) dans l'atmosphère est responsable du changement climatique. Les émissions de gaz à effet de serre liées aux activités humaines, comme l'exploitation des combustibles fossiles et l'agriculture, sont principalement responsables de cette augmentation. L'évolution climatique a des conséquences sur l'environnement, la santé des individus et l'économie.

Introduction Générale

Entre 2005 et 2019, le monde a connu une hausse de 23,6 % des émissions globales de gaz à effet de serre, s'élevant de 38 669 à 48 117 mégatonnes d'équivalent en CO₂ [10].

Pour toutes les raisons mentionnées précédemment et autres, le monde actuel a tendance vers l'intégration et l'utilisation des énergies renouvelables (**ER**) comme une source nouvelle et inépuisable pour la production de l'énergie électrique, notamment celle de l'énergie éolienne.

En 2024, l'envergure du marché des énergies renouvelables est estimée à 4,24 térawatts et devrait atteindre 5,98 térawatts d'ici 2029, avec une croissance de 7,09 % au cours de la période de prévision (2024-2029) [2]. La consommation de l'énergie produite par les **ER** (solaire et éolienne) devrait augmenter d'environ 11 % relativement à grâce à la mise en œuvre de nouveaux projets [11].

L'Algérie dispose d'un potentiel solaire et éolien très important, pour cela elle compte se positionner comme un acteur majeur dans la production de l'électricité à partir des énergies renouvelables. Un programme a été établi et qui vise le développement des énergies renouvelables et qui envisage de 30 à 40% des besoins en électricité seront en provenance des énergies renouvelables dans les 20 ans qui vont venir [7].

Dans le nouveau programme du développement des énergies renouvelables en Algérie, l'énergie éolienne occupe la deuxième place après l'énergie solaire photovoltaïque, où en envisage une production qui devrai avoisiner les 5 GW d'ici 2030 [6,7].

Le premier chapitre de notre thèse donne un aperçu de l'état actuel mondial des énergies renouvelables et leurs prévisions futures en se focalisant sur l'énergie éolienne. Nous abordant aussi dans ce chapitre, les principaux axes de développement des énergies renouvelables dans le programme Algérien.

Toute installation éolienne se base principalement sur l'évaluation du potentiel éolien. Les différentes études entreprises dans ce domaine ont montrées que le sud Algérien possède des vitesses des vents plus élevées que celle du nord

Introduction Générale

L'atlas éolien de l'Algérie à 10 mètre du sol et qui été réalisée par *H. DaaouNedjari, S.KhederHaddouche, A.Balehouane et O.Guerri*. [8,9] montre des changements dans l'estimation de la ressource éolienne et particulièrement au Sahara où on remarque que la vitesse moyenne du vent dépasse parfois 6,5 m/s dans certaines régions du sud comme la région de Tindouf.

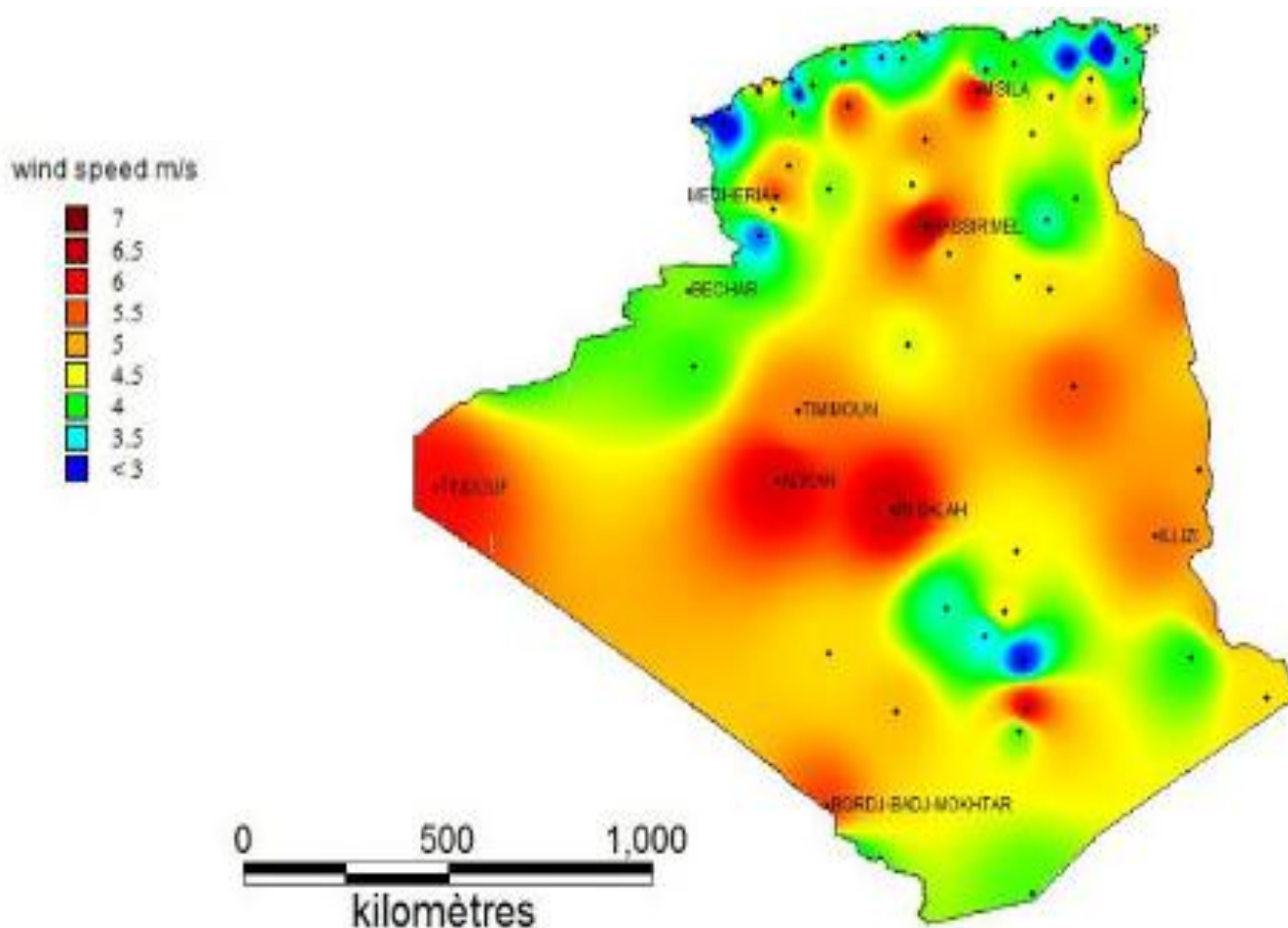


Figure (01) Atlas éolien de l'Algérie à 10 m du sol [8,9]

Les recherches indiquent que le Sud Algérien se distingue par des vitesses élevées, dépassant les 7 m/s et atteignant même plus de 8 m/s dans la zone de Tamanrasset (In Amguel) [1].

Introduction Générale

La puissance éolienne totale installée en Algérie est actuellement peu suffisante, une première ferme éolienne de 10 MW a été installée à Adrar [5] d'où la nécessité d'un nouveau programme qui vise à développer la production de l'énergie éolienne en Algérie.

L'installation d'un parc éolien nécessite tout d'abord une étude détaillée du profil du vent notamment sa vitesse et sa direction.

Le second chapitre est présenté en deux parties. La première consiste essentiellement à décrire le profil vertical du vent en présentant les différents modèles pour décrire ce dernier.

La deuxième partie consiste à évaluer le potentiel éolien et la direction dominante du vent au sud algérien en s'intéressant à la région de Tindouf. Cette évaluation est basée sur des données horaires du vent sur une période de 74 ans. Ces dernières sont recueillies à partir de la station de mesure existante dans la région de Tindouf.

L'utilisation de la méthode des maximums de vraisemblance, nous a permis de calculer les paramètres de Weibull, vitesse moyenne ainsi que la densité de puissance. Cela nous permettra de déterminer si le site de Tindouf est propice à l'implantation d'un potentiel parc éolien.

Vu que cette wilaya possède une seule station de mesure météorologique ce qui implique que tous les résultats obtenus sont valables seulement pour la zone moyenne de la station et non pour toute la localité de Tindouf, pour cela dans le troisième chapitre et afin d'évaluer les ressources éoliennes dans cette région, nous avons acquis des informations importantes sur l'énergie et la vitesse du vent en utilisant le logiciel QGIS [4] pour transformer les cartes de vitesse et de l'énergie du vent (à partir Global Wind Atlas) en données pour les hauteurs de 10, 50, 100 et 150 mètres.

En deuxième lieu et par l'utilisation de la méthode des moments on a calculé les paramètres de Weibull pour les hauteurs précédentes afin d'étudier le profil du vent.

Cette nouvelle méthode nous offrira par la suite la possibilité de découvrir les emplacements les plus opportuns visant l'instauration de futurs parcs éoliens.

Introduction Générale

Connaitre l'état des lieux est une étape primordiale et incontournable qui offre la possibilité de choisir le ou les sites propices pour l'implantation d'éventuel parc éolien. Pour cette raison que dans ce même chapitre on présente l'état initial de la région de Tindouf.

Cette analyse a pour objectif de fournir des informations nécessaires pour l'environnement physique, environnemental et humain du site.

Les données concernant les caractéristiques physiques du site, comme le relief, la géologie et la diversité biologique permettent de fournir les informations adéquates pour repérer, évaluer tous les paramètres du site potentiel pour une future installation éolienne.

L'étude initiale de l'état du site permettra aussi d'évaluer les mesures d'atténuation requises afin de réduire au minimum les conséquences néfastes du projet [5].

La conception et l'exploitation d'un parc est un chemin long, complexe et difficile. En termes de stratégie opérationnelle pour implanter et optimiser un parc éolien, il est primordial de faire les bons choix. À ce stade, les leviers de rentabilité sont moins nombreux, quoique très importants.

Le premier levier important est incontestablement le facteur de charges. Cet indice correspond au rendement de l'éolienne. Le deuxième est relatif au coût d'investissement mais aussi au coût du kilowattheure. La connaissance de ces trois paramètres est cruciale.

Au fil des années, le coût de l'énergie électrique générée par l'exploitation de l'énergie éolienne a considérablement diminué en raison de l'évolution de la technologie éolienne et d'une meilleure gestion de tous les facteurs influents.

En comparaison avec les autres sources de production d'électricité (classiques et renouvelables), l'énergie éolienne est parmi les plus compétitives, lorsque les conditions d'exploitation sont favorables.

Le dernier chapitre est consacré au dimensionnement et l'optimisation d'un parc de 10, 20 et 30 MW

Introduction Générale

La première partie de ce chapitre est dédiée à l'estimation de la puissance annuelle produite et le taux d'exploitation des parcs à base de différentes éoliennes choisies selon leurs principales caractéristiques technologiques (hauteurs, diamètres, puissances nominales, coefficient d'efficacité).

La deuxième partie consiste à l'estimation du coût d'investissement initial ainsi que le coût du kilowattheure.

Le calcul réalisé a pour but de satisfaire un critère énergétique et économique qui peut être décrit de la manière suivante : *Maximum (Puissance), Minimum (coût)*. Ce critère nous permet de choisir les sites et les éoliennes.

Enfin on termine notre travail par une conclusion et des perspectives.

Bibliographie

- [1] « Algérie-UE: lancement d'un programme de coopération dans le renouvelable pour 15 millions d'euros ». Consulté le: 11 novembre 2024. [En ligne]. Disponible sur:<https://www.aps.dz/economie>
- [2] « Énergie renouvelable Taille du Marché | Mordor Intelligence ». Consulté le: 6 novembre 2024. [En ligne]. Disponible sur:<https://www.mordorintelligence.com>
- [3] « Énergie Tour d'horizon 2023 ». www.eib.org/energy
- [4] « Global Wind Atlas ». Consulté le: 11 novembre 2024. [En ligne]. Disponible sur:<https://globalwindatlas.info>
- [5] M. Benmedjahed, *L'impacte d'un parc éolien sur l'environnement au sud Algerien: Dimensionnement d'un parc éolien de 18MW dans le Sud Algerien et son impact sur l'environnement*. Univ Européenne, 2018.
- [6] S. Boudia S.M, « L'étude du gisement éolien en Algérie ».
- [7] H. Assia, « Le Programme Des Energies Renouvelables En Algerie Vers Une EfficaciteEnergetique D'ici 2030 », *مجلة دفاتر اقتصادية*, p. 13, 2017, doi:10.36530/1661-008-015-020.
- [8] T. Region, « Ministère de l'énergie ». Consulté le: 6 novembre 2024. [En ligne]. Disponible sur:<https://energy.gov.dz>
- [9] « Un nouvel atlas éolien de l'Algérie - Centre de Développement des EnergiesRenouvelables ». Consulté le: 11 novembre 2024. [En ligne]. Disponible sur:<https://www.cder.dz/spip.php?article3567>
- [10] « Émissions de gaz à effet de serre à l'échelle mondiale - Canada.ca ». Consulté le: 25 novembre 2024. [En ligne]. Disponible sur:<https://www.canada.ca/fr>
- [11] P. R. Berahab, « Tendances et perspectives énergétiques à l'horizon 2023 : survivre à la crise énergétique tout en construisant un avenir plus vert », 2023.

Chapitre 1

État de l'art et objectif

I. Introduction

A l'échelle humaine, les énergies renouvelables sont inépuisables car leur renouvellement naturel est rapide. Elles sont classées en cinq grandes catégories : l'énergie solaire, l'énergie éolienne, l'énergie hydraulique, la biomasse et la géothermie.

De nos jours, les énergies renouvelables représentent la solution énergétique la plus responsable du point de vue écologique dans plusieurs des régions du monde. Les tarifs des technologies d'énergie renouvelable sont en baisse.

Le prix de l'électricité solaire a baissé de 85 % entre 2010 et 2020 et de 56 % pour l'énergie éolienne terrestre et en mer, respectivement [11].

II. Formes et transfert d'énergies

II.1. Introduction

L'énergie est une notion abstraite. En physique, elle se traduit par la capacité d'un système à fournir du travail mécanique, de la chaleur ou du rayonnement afin de modifier son état.

Le principe de conservation de l'énergie (également appelé premier principe de la thermodynamique) stipule que l'énergie totale d'un système isolé demeure invariable.. Cette dernière peut être transférée entre plusieurs systèmes sous différentes formes, mais sa quantité reste constante pour un système isolé. Il s'agit d'une adaptation du principe universel formulé par Lavoisier qui stipule que « rien ne se perd, rien ne se crée, tout se transforme ».

La conversion d'une forme d'énergie en une autre forme n'est jamais intégrale, car les pertes qui surviennent lors de ce processus se manifestent souvent sous la forme de chaleur.

II. 2. Formes d'énergies

En pratique on distingue souvent quatre types d'énergies :

➤ *L'énergie cinétique :*

L'énergie cinétique E_c est une forme d'énergie liée à la masse du corps et le carré de la vitesse acquise par ce dernier. Elle est donnée par la relation suivante: $E_c = 0.5 m v^2$, où m est la masse du corps et v sa vitesse.

Exemple : L'énergie éolienne est une manifestation d'énergie cinétique responsable du mouvement des pales des aérogénérateurs.

➤ **Énergie potentielle**

L'énergie potentielle est une forme d'énergie qu'un corps déformable par rapport à une référence donnée. On distingue notamment deux types d'énergie potentielle :

• **L'énergie potentielle de pesanteur** pour un corps de masse m plongé dans un champ gravitationnel uniforme (en direction et intensité) g , on a $E_{pp} = m g Z$, où z est l'altitude du corps par rapport à une position de référence.

Exemple : L'énergie hydraulique est une manifestation de l'énergie potentielle de l'eau, dans un barrage, où elle est responsable mouvement des turbines.

• **L'énergie potentielle élastique** c'est l'énergie emmagasinée par un ressort sous l'effet d'une déformation x : $E_{pe} = 0.5 k x^2$, où k est la constante de raideur du ressort qui s'exprime en N/m.

Exemple : Lorsqu'un arc est relâché, l'énergie élastique stockée dans ce dernier est transférée à la flèche, qui acquiert de l'énergie cinétique et se met en mouvement.

➤ **Énergie interne**

Elle représente la somme des énergies potentiel et cinétique microscopique de toute espèce contenue dans un système donné.

➤ **Énergie de masse**

Elle représente la quatrième forme d'énergie. Selon Einstein tout système de masse m au repos dans un référentiel donné possède une énergie E , Cette relation est appelée **relation d'équivalence masse-énergie**. À partir de cette dernière, on peut dire que toute variation de masse dm d'un système au repos correspond à une variation de son énergie de masse dE telle que : $dE = c^2 dm$.

Cette relation prouve que la masse peut devenir énergie, et l'énergie peut devenir masse.

II. 3. Transfert d'énergie

L'énergie est transférée d'un système à un autre par:

- Transfert mécanique
- Transfert électrique
- Transfert thermique
- Transfert par rayonnement

III. Les sources d'énergie

Actuellement, environ 84 % de l'énergie que nous utilisons à l'échelle mondiale est issue de combustibles fossiles [6].

Les sources d'énergies se divisent en deux catégories :

III. 1. Sources d'origine fossile

Charbon :

Le charbon contient de l'hydrogène, du soufre, de l'oxygène et principalement du carbone. Il existe différentes catégories en fonction de la quantité de carbone, de la profondeur et de la température du gisement. [2]

- ✓ Le lignite : est principalement employé dans les centrales électriques, où il ne renferme que 50 à 60% de carbone.
- ✓ Les charbons sous-bitumineux : avec une teneur en carbone de 60 à 70%, sont principalement employés dans la production d'électricité, dans les industries ou dans les cimenteries.
- ✓ Les charbons bitumineux : avec une teneur en carbone comprise entre 70 % et 90 %, sont employés dans des applications similaires à celles des sous-bitumineux ou pour la fabrication d'acier (coke).
- ✓ L'anhracite : qui renferme plus de 90 % de carbone, est principalement utilisé pour le chauffage à domicile.

Pétrole et gaz naturel :

Le gaz naturel est une énergie fossile qui se forme à partir de la décomposition de matières organiques dans les profondeurs terrestres et marines. L'acheminement est un aspect crucial de la filière gazière, un facteur déterminant dont le coût élevé contribue significativement à l'expansion du gaz naturel [11].

Le pétrole est une combinaison d'hydrocarbures (molécules constituées essentiellement d'atomes de carbone et d'hydrogène) et d'autres molécules contenant d'autres atomes comme le soufre, l'azote et l'oxygène. Il est composé de gaz (méthane, propane, etc.), de liquides (hexane, heptane, octane, benzène, etc.) et parfois de solides (paraffines, asphaltes, etc.). Les différentes molécules du pétrole nécessitent un fractionnement et une transformation chimique afin d'obtenir des produits utilisables [12].

III. 2. Sources d'énergies nouvelles

Les énergies nouvelles sont présentées par deux familles :

III. 2. 1. Sources d'origines nucléaires

Libérée par le noyau, l'énergie nucléaire est une autre forme d'énergie. Cette dernière est produite soit par la fission dans le cas des noyaux lourds produisant des noyaux plus légers, ou par la fusion de plusieurs noyaux légers produisant ainsi des noyaux plus lourds. De nos jours, l'énergie nucléaire utilisée dans le monde pour la production de l'électricité provient essentiellement de la fission nucléaire, la technologie de production d'électricité au moyen de la fusion étant toujours en phase de recherche-développement.

L'énergie nucléaire couvre seulement 10 % de la demande mondiale en électricité [7], et elle représente approximativement le un tiers de la production énergétique en Europe. Elle offre plusieurs atouts tout en présentant quelques désavantages [7].

Avantages :

- Le coût du combustible utilisé pour faire fonctionner une centrale nucléaire ne constitue que 20 % du coût total de l'énergie produite.

- Environ 90 % du total d'électricité annuelle produite est assuré par l'exploitation des centrales nucléaires, ce qui permet d'une part la réduction de la stabilité du coût des dépenses énergétiques, et d'autre part d'économiser des combustibles tels que le pétrole et le gaz naturel.
- L'énergie nucléaire ne produit pas de CO₂, mais uniquement de la vapeur d'eau, permettant ainsi de lutter contre le réchauffement climatique et de réduire l'effet de serre.
- Cette dernière permet aussi de préserver les ressources naturelles qui sont le charbon, le pétrole, le gaz, ainsi que le pétrole.
- L'énergie nucléaire est quasiment inépuisable, étant donné l'abondance des ressources en uranium et le recyclage du combustible d'une centrale pour une réutilisation dans d'autres centrales plus spécifiques.
- Très peu de radiations sont émises par cette dernière où la radioactivité émise par l'utilisation de l'énergie nucléaire ne représente que 0,1% du taux de radiation totale, ce qui est bien inférieur aux 87% des radiations d'origine naturelles.

Inconvénients :

- Les déchets nucléaires proviennent principalement du transport et du stockage des combustibles usés. Ces derniers sont très nocifs pour l'environnement ainsi que pour la santé publique. Le radium est un atome radioactif présent principalement dans les déchets radioactifs. La radioactivité de ces déchets diminue de manière très lente, conformément à la formule de la décroissance radioactive. Il faut près de 16 siècles pour que les noyaux radioactifs des déchets nucléaires disparaissent.
- Une centrale nucléaire nécessite des mesures de sécurité très onéreuses
- La construction d'une centrale nucléaire dure environ 10 ans, pour une durée de fonctionnement de seulement 30 à 40 ans.
- Afin de refroidir le réacteur d'une centrale nucléaire la présence d'une étendue d'eau est indispensable (rivière, fleuve, etc.). De plus, l'eau qui en est rejetée polluée et réchauffée, ce qui détruit la faune.
- La surcharge du réacteur peut provoquer l'explosion d'une centrale nucléaire. Plusieurs accidents de ce type se sont produits à travers le monde.

La répartition de la production de l'électricité d'origine nucléaire par continent [14] est donnée par le tableau (I.1) suivant :

Zone géographique	Production (TWh)	% Monde
Amérique du nord	915.1	34.4
Europe ouest et centrale	808.4	30.4
Asie	623.5	23.5
Europe est et Russie	273.7	10.3
Amérique du sud	23.2	0.9
Afrique	13.7	0.5

Tableau (I.1) : Répartition de la production d'électricité d'origine nucléaire, (word nuclear association (WINA))

La figure suivante montre la consommation mondiale de l'énergie primaire dans le monde en 2022 [24]

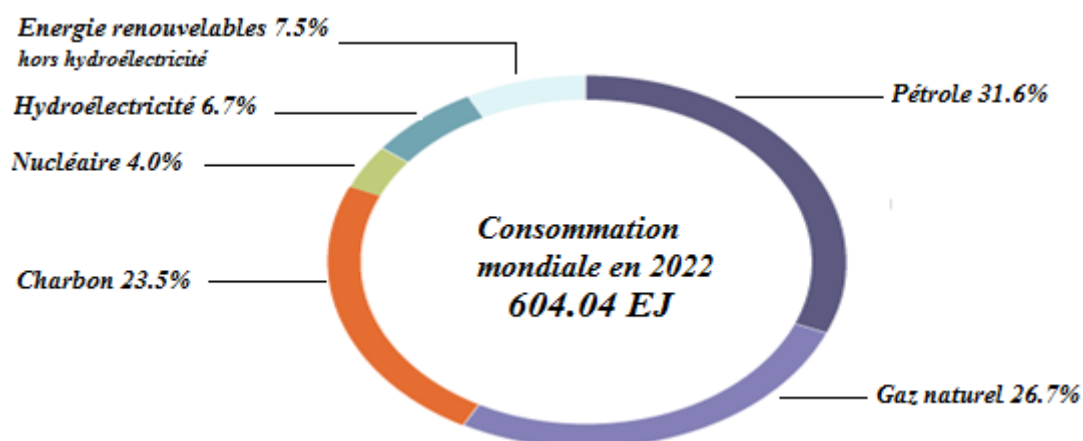


Figure (I. 1) : Consommation mondiale d'énergie primaire en 2022

III.2.2 Les sources d'origine renouvelables

a) Introduction

Une crise énergétique se produit lorsque les besoins en énergie ne peuvent plus être satisfaits avec les moyens et les réserves disponibles.

Les crises énergétiques sont nombreuses dans l'histoire depuis la pénurie de bois en Angleterre au XVIII^e siècle jusqu'aux crises pétrolières du début et de la fin des années 1970. Un autre risque majeur est principalement lié à l'apparition de l'effet de serre dans l'atmosphère (avec un risque de réchauffement général). Le principal responsable de cet effet est l'utilisation dominante de combustibles dont la combustion produit du CO₂, l'un des principaux gaz de l'atmosphère responsables de l'effet de serre. Les énergies sont désormais classées de la façon suivante [3] :

- ✓ D'une part les énergies non renouvelables, qui correspondent essentiellement aux combustibles extraits du sous-sol.
- ✓ Et d'autre part les énergies renouvelables.

Actuellement on classe souvent les énergies en quatre catégories :

- Les combustibles non renouvelables, issus du sous-sol,
- Les combustibles renouvelables.
- Les énergies nucléaires, considérées comme neutres quant à l'effet de serre,
- Les énergies dites « naturelles » (soleil, vent, marées, etc..).

b) Définition de Énergie renouvelable (ER) [9], [16]

Une source d'énergie est dite Renouvelable si elle est durable ou capable de se régénérer à un rythme supérieur à celui de sa consommation. Des sources constamment renouvelables comme la lumière solaire et le vent sont à l'œuvre, par exemple.

Cinq catégories principales sont distinguées : l'énergie éolienne, solaire, hydraulique, géothermique et la biomasse. Diverses technologies coexistent au sein de chaque catégorie. Il existe différentes spécialités dans le domaine de l'énergie solaire. Toutes les variantes de l'énergie solaire sont inépuisables, génèrent peu ou pas de gaz à effet de serre et n'occasionnent aucune pollution environnementale.

Cependant, chacune de ces énergies présente des inconvénients, et aucune d'entre elles ne pourra prendre la place des énergies fossiles, dont la combustion est responsable de 70 % du changement climatique. Il sera donc indispensable de s'appuyer sur une diversification énergétique et technologique adapté à chaque région du monde.

c) l'effet de serre

L'effet de serre est un processus naturel qui offre la possibilité de vivre sur Terre avec une température moyenne de 15°C, ce qui est compatible avec la présence d'eau à l'état liquide et, par conséquent, avec la vie telle que nous la connaissons.

L'absence de l'effet de serre, qui capte une portion des rayons infrarouges, ferait que la température moyenne de la Terre serait de -18°C, rendant ainsi la vie impossible. L'effet de serre naturel est principalement (à hauteur de 72%) dû à la vapeur d'eau et aux nuages. Les contributions restantes sont attribuées aux gaz à effet de serre à longue durée de vie, qui sont détaillés ci-dessous [20].

L'augmentation de la concentration des gaz à effet de serre dans l'atmosphère, provoquée par ces derniers, est l'une des principales causes du changement climatique. Ces gaz restent dans l'atmosphère pendant des périodes allant de quelques années à plusieurs milliers d'années. C'est la raison pour laquelle leurs effets sont mondiaux, quel que soit leur point d'émission. Les émissions de gaz à effet de serre (GES) sont principalement causées par les activités humaines industrielles à l'échelle mondiale [5].

La figure (I.2) montre les 10 pays les plus émetteurs des gaz à effet de serre à travers le monde entre 2005 et 2019 [18].

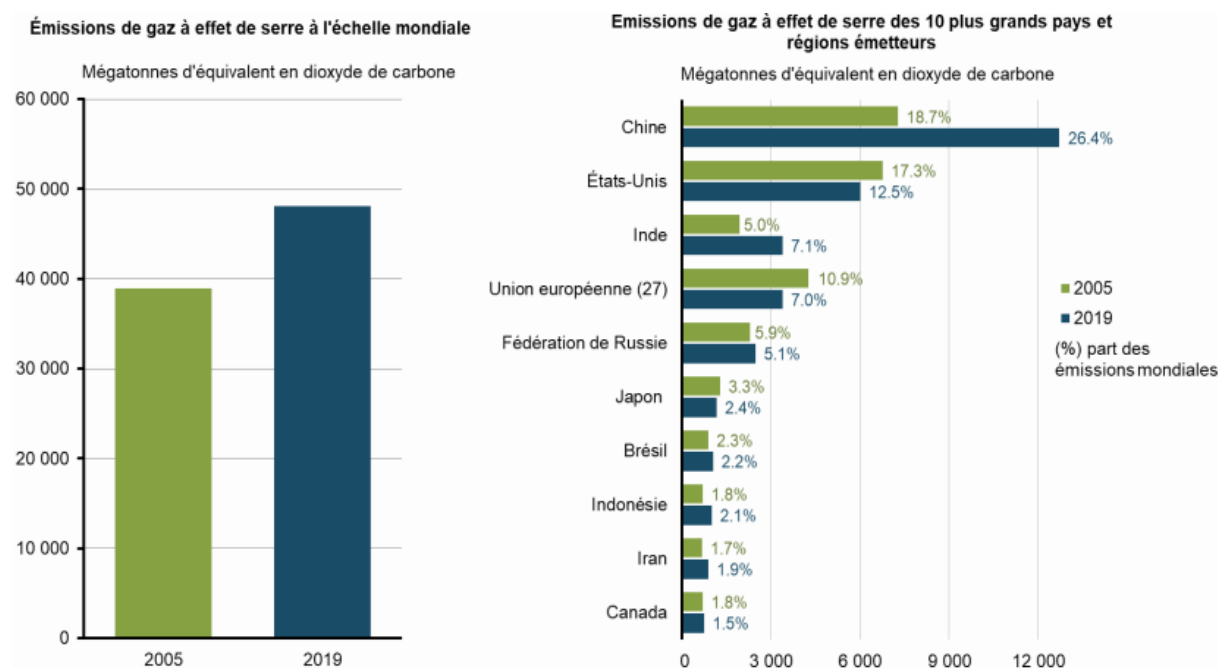


Figure (I. 2) : Émissions de gaz à effet de serre à l'échelle mondiale et des 10 plus grands pays et régions émetteurs [18]

III.2.3. Progression des énergies renouvelables dans le monde

En 2023, les technologies essentielles, telles que les infrastructures de l'hydrogène, le captage et le stockage du carbone (CSC), l'éolien, le solaire, les batteries, continueront de croître [10,20].

Une augmentation d'environ 11 % de la consommation d'énergie renouvelable (solaire et éolienne) et prévue par rapport à 2022, grâce à la mise en place de nouveaux projets (Figure(I.3)) [20].

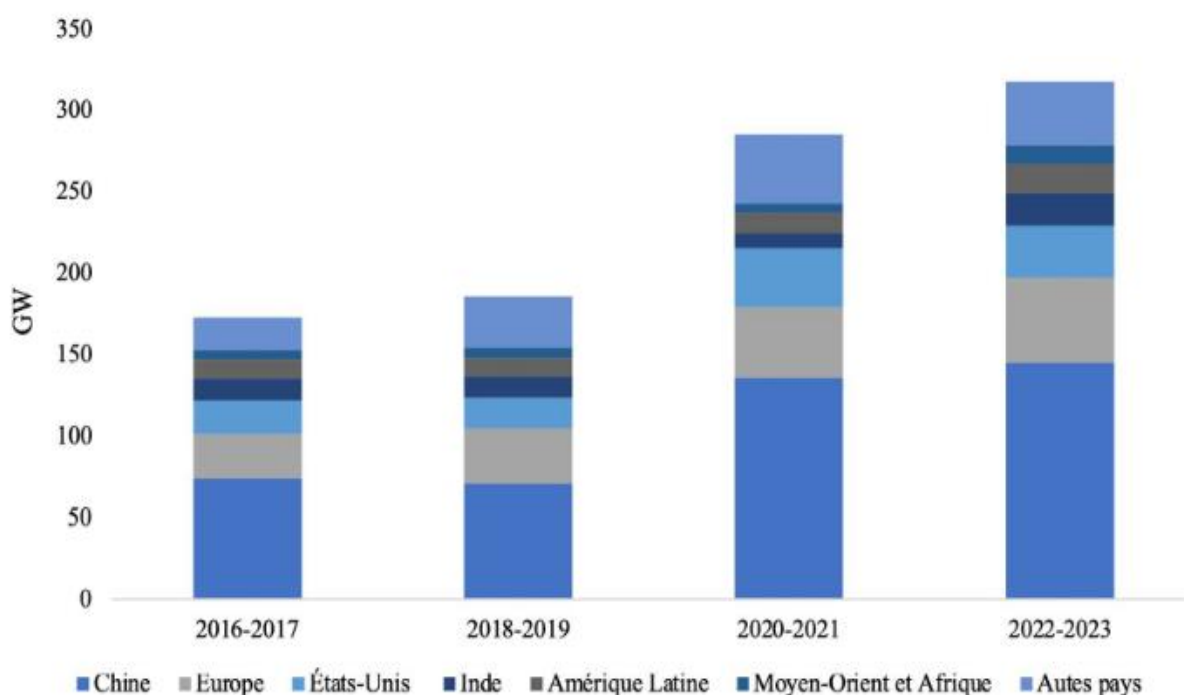


Figure (I.3) : Moyenne annuelle des capacités d'énergie renouvelable par pays et par région en GW [20]

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) a souligné que la capacité mondiale de production d'énergie renouvelable devrait presque doubler au cours des cinq prochaines années, dépassant ainsi le charbon et devenant la principale source d'électricité dès le début de 2025.

Les gouvernements ont rapidement renforcé leurs politiques en matière d'énergies renouvelables, ce qui confirme cette augmentation prévue.

IV. Stratégie Algérienne pour le développement des Énergies Renouvelables

IV.1. Introduction

Le développement des énergies renouvelables, comme l'énergie éolienne, solaire, etc..., constitue un avantage capital pour perpétuer la nature et obturer le manque d'électricité, car l'Algérie dispose d'un gisement solaire et éolien considérable.

Les centrales électriques de la SPE (Société algérienne de production de l'électricité) et de SKTM (Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida), filiales de Sonelgaz, ainsi que des sociétés partenaires de Sonelgaz, composent le parc national de production d'électricité. Au cours des dernières années, la capacité de production installée d'électricité de Sonelgaz et de ses filiales a connu un développement notable, atteignant 19 586 MW en 2017, l'année 2017 est illustrée par la figure (I.4) [13].

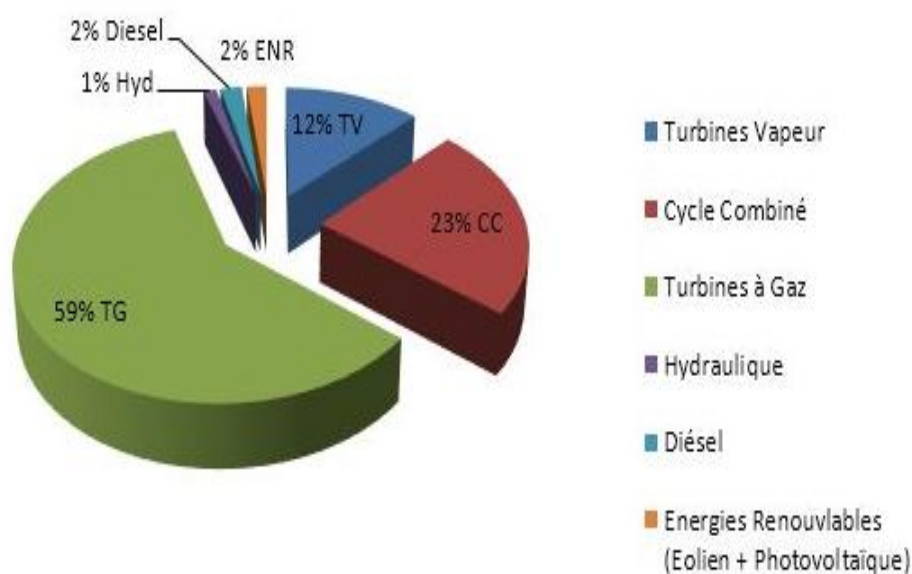


Figure (I.4) : Évolution de la puissance installée 1980- 2017 par producteur (MW) [13]

On voit bien que les énergies renouvelables ne représentent que 2% de la totalité de capacité de production.

IV.2. Le Programme national de Développement et de Promotion des Énergies Renouvelables PNEREE [21]

IV.2.1 Réalisations dans le cadre du PNEREE 2011

Le gouvernement algérien a adopté en février 2011 le premier programme national de développement et de promotion des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique (PNEREE) en Algérie.

Dans le but d'atteindre 40 % de la production d'énergie renouvelable d'ici 2030, le ministère de l'Énergie et des Mines (MEM) a présenté une évolution de la capacité installée illustrée par la (Figure (I.5)) et a estimé une consommation annuelle de 150 TWh/an [16]. D'un point de vue quantitatif, il s'agissait de garantir une production d'électricité renouvelable de 22 000 MW, dont 10 000 MW exportables.

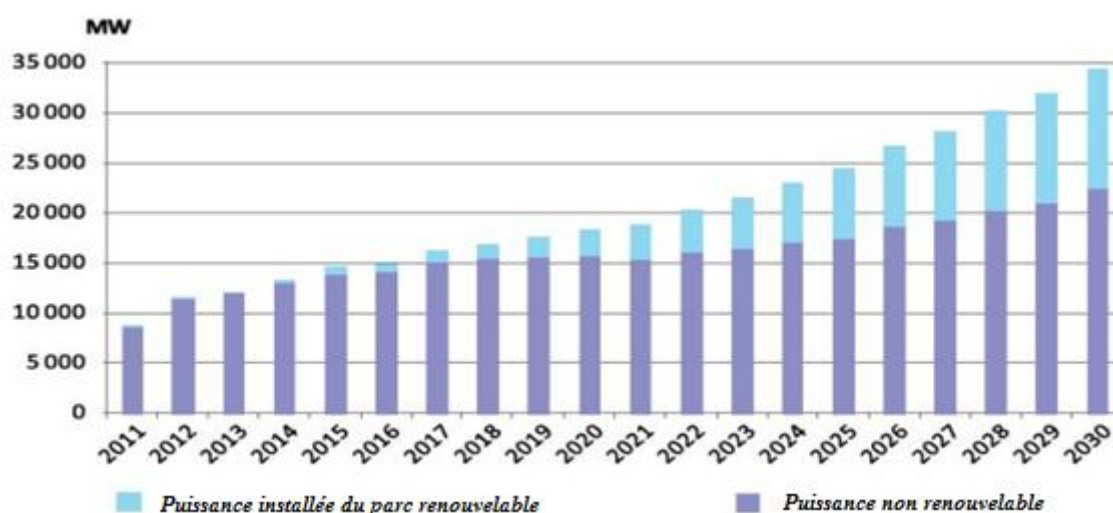


Figure (I.5) : Évolution estimée du parc national de production d'électricité [21]

Selon le ministère de l'Énergie et des Mines (MEM), le processus de production d'électricité pour le marché intérieur (12 GW) a été planifié sur la base de trois principales sources renouvelables (tableau (I.2)) :

Solaire thermique à concentration (CSP)	Solaire photovoltaïque (PV)	Éolien	Total
7200MW	2800MW	2000MW	12000MW

Tableau (I.2) : Part de chacune des ressources renouvelables primaires retenues [21]

D'après le tableau (I 02), on remarque que l'énergie électrique d'origine éolienne représente que 16.66% du totale, d'où elle occupe la dernière place.

Le planing de la réalisation du programme *PNEREE* déployé selon quatre étapes (tableau (I.3)) :

Etape	Action
2011-2013	Réalisation de projets pilotes totalisant une capacité de 110 MW pour tester les différentes technologies
2014-2015	Début du déploiement du programme avec une l'installation d'une puissance totale de près de 650 MW
2016-2020	Déploiement à l'horizon 2020 d'une capacité minimale de 4600 MW, dont 2600 MW sont destinés au marché intérieur et 2000 MW à l'exportation.
2021-2030	Déploiement à grande échelle du programme en vue d'atteindre à l'horizon 2030 les objectifs respectifs de 12000 MW, prévus pour la consommation locale et 10000 MW à mettre sur le marché international.

Tableau (I.3) : Planning de réalisation du programme (Version 2011) [21]

IV.2.2. La réactualisation en 2015 du PNEREE

La mise à jour de la première version du PNEREE a été influencée par les changements notables dans le domaine des coûts d'investissement et de production d'électricité à partir de différentes ressources renouvelables.

La production d'électricité à partir de sources renouvelables destinée au marché national sera réalisée en deux phases [13] :

- **2015 - 2020** : Durant cette période, on prévoit d'atteindre une capacité de 4010 MW, répartie entre l'énergie solaire et éolienne, et 515 MW, provenant de la biomasse, de la cogénération et de la géothermie.
- **2021 - 2030** : Durant cette période, l'établissement de l'interconnexion électrique entre le Nord et le Sahara (Adrar) facilitera la mise en place d'importantes centrales d'énergies renouvelables dans les zones d'In Salah, Adrar, Timimoune et Bechar, ainsi que leur incorporation dans le réseau énergétique du pays.

La figure (I.6) montre l'évolution de la puissance en MW depuis 2015 jusqu'à 2030

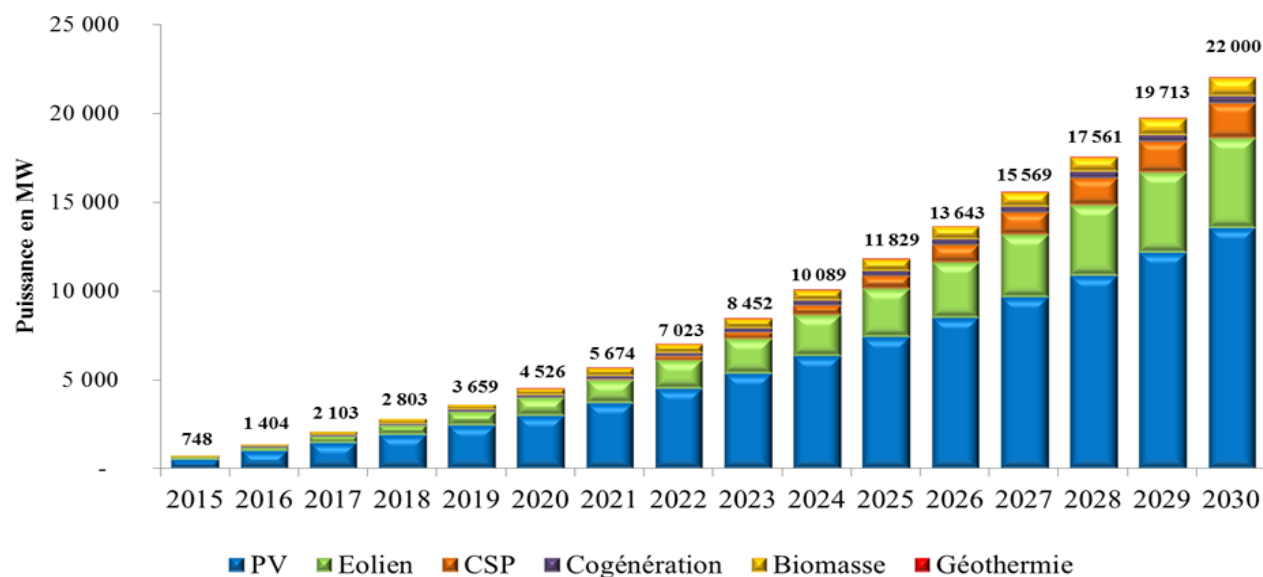


Figure (I.6) : programme de développement des énergies renouvelables [17]

Le tableau (I.4) donne le plan de l'exécution du PNEREE révisé en 2015 (en MW).

	1 ^{ère} étape 2015-2020	2 ^{ème} étape 2021-2030	<i>Totale</i>
<i>Photovoltaïque</i>	3000	10 575	13 575
<i>Éolien</i>	1 010	4 000	5 010
<i>CSP</i>	-	2 000	2 000
<i>Cogénération</i>	150	250	400
<i>Biomasse</i>	360	640	1000
<i>Géothermie</i>	05	10	15
<i>Totale</i>	4 525	17 475	22 000

Tableau (I 04) : Plan d'exécution du PNEREE révisé en 2015 (en MW) [21].

Dans le programme révisé, on voit bien que l'Éolien a gagné la deuxième place après le photovoltaïque avec un taux de 22.32% dans la première étape, et 22.88% dans la deuxième étape, et un totale de 22.72 % après le photovoltaïque avec un totale de 61.70%.

IV.2.3. L'état actuel de l'énergie éolienne en Algérie

Notre vaste pays est divisé en deux grandes régions géographiques. La région du Nord méditerranéen se distingue par une côte de 1200 km et un paysage montagneux, avec les deux chaînes de l'Atlas tellien et de l'Atlas saharien, et entre ces deux dernières, s'intercalent des plaines et les hauts plateaux de climat continental.

L'énergie éolienne en Algérie diffère considérablement d'un endroit à l'autre. Cela s'explique en grande partie par une topographie et un climat très varié.

On peut observer sur la carte ci-dessous (figure (I.7)) que le Sud présente des vitesses supérieures au Nord, notamment dans le Sud-Est, avec des vitesses qui dépassant 8 m/s dans la région de Tamanrasset (In Amguel).

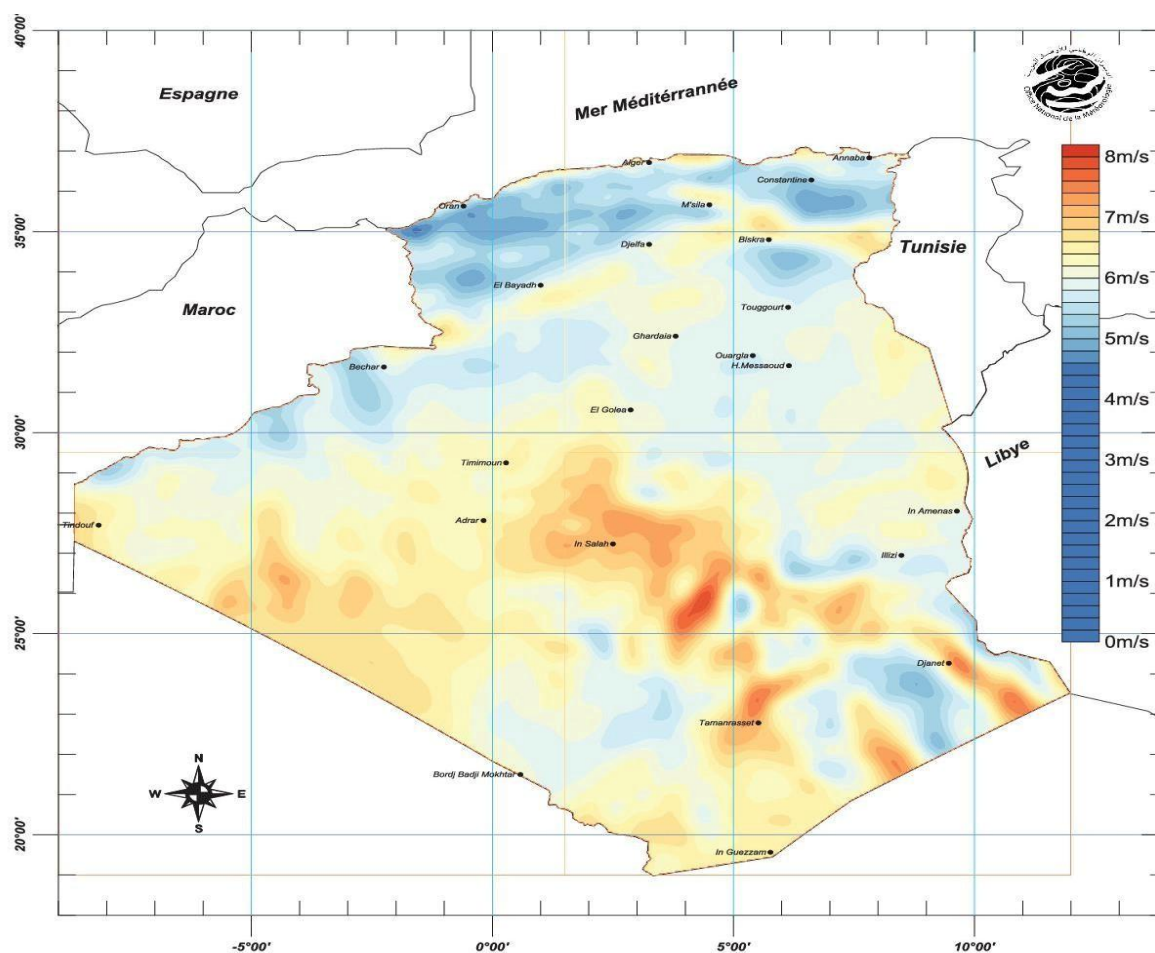


Figure (I.7) : Carte du Vent Annuel Moyen à 50m [13]

V. L'énergie éolienne et l'état actuel mondial

V. 1. Introduction

Depuis plus de quarante ans la production d'électricité éolienne connaît une croissance continue. En 2018, les nouvelles installations éoliennes (onshore et offshore) ont été mises en service pour un total de 51,3 GW à travers le monde. Plus de la moitié de ce marché est concentrée dans la région Asie-Pacifique, avec la Chine qui réalise à elle seule environ 45 % du développement annuel de l'éolien terrestre [5].

V.2. Marché éolien par grandes zones géographiques

Le marché de l'éolien connaît une croissance différente d'une région du monde à l'autre. Le Tableau (I.5) montre cette dynamique entre 2017 et 2018.

MW éolien	Nouvelles capacités 2018	Marché annuel Évolution nouvelles capacités 2017/2018	Total des capacités Fin 2018	Évolution totale des capacités fin2017/fin2018
Total Onshore	46 820	-4.4%	568 409	8.9%
<i>Amériques</i>	11 940	12.9%	135 041	9.7%
<i>Afrique, Moyen Orient</i>	962	52.2%	5 720	20.2%
<i>Asie-Pacifique</i>	24 902	4.1%	256 320	10.8%
<i>Europe</i>	9 016	-35%	171 328	5.4%
Total Offshore	4 496	0.5%	23 140	24%
<i>Amériques</i>	0	N.A	30	0%
<i>Asie-Pacifique</i>	1 835	43.8%	4 832	61.2%
<i>Europe</i>	2 661	-16.7%	18 278	16.9%
Total Onshore + Offshore	51 316	-4%	591 549	9.5%

Tableau (I.5) : Synthèse du marché éolien par grandes zones géographiques [13]

On constate que la région Asie-Pacifique possède la plus grande puissance installée en onshore, qui continue de croître de plus de 10%. Cependant, l'Afrique et le Moyen-Orient s'efforcent de rattraper leur retard avec une croissance supérieure à 20%.

En offshore, c'est l'Asie-Pacifique, avec une croissance de plus de 60%, qui cherche à rattraper l'Europe, dont la croissance reste inférieure à 20%.

V.3. Évolution de la capacité de la production de l'électricité éolienne mondiale entre 2001 et 2019.

Divers programmes ont été lancés pour le développement des énergies renouvelables, notamment celles basées sur les ressources éoliennes.

Entre 2005 et 2018, la production mondiale d'électricité éolienne a augmenté d'un pas de 10, passant de 59 GW à 591 GW (Figure (I.7)), pour atteindre 651 GW en 2019 [13], dont 29 GW d'installations en mer (offshore).

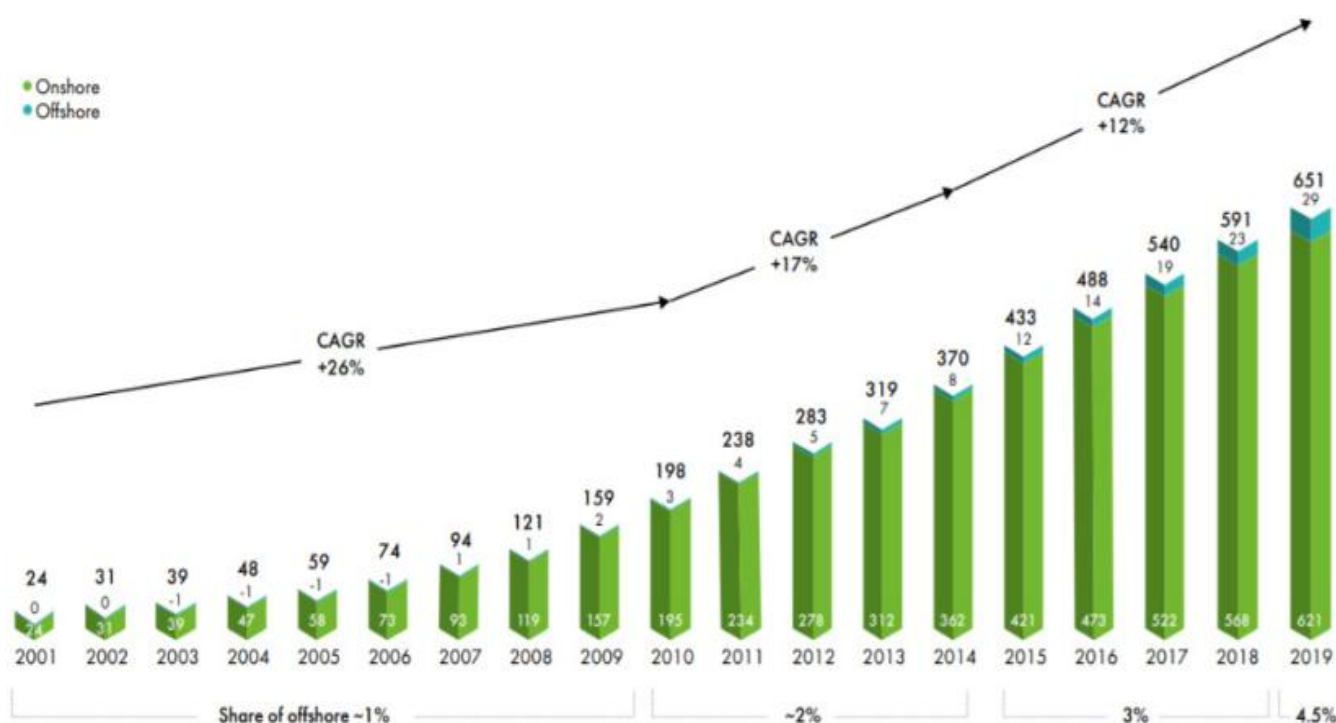


Figure (I.8): Évolution des capacités de production d'électricité éolienne dans le monde. [13]

Les figures (I.8a) et (I.8b) montrent le développement et l'évolution de puissances des aérogénérateurs offshore et onshore ainsi que les prévisions jusqu'à 2030

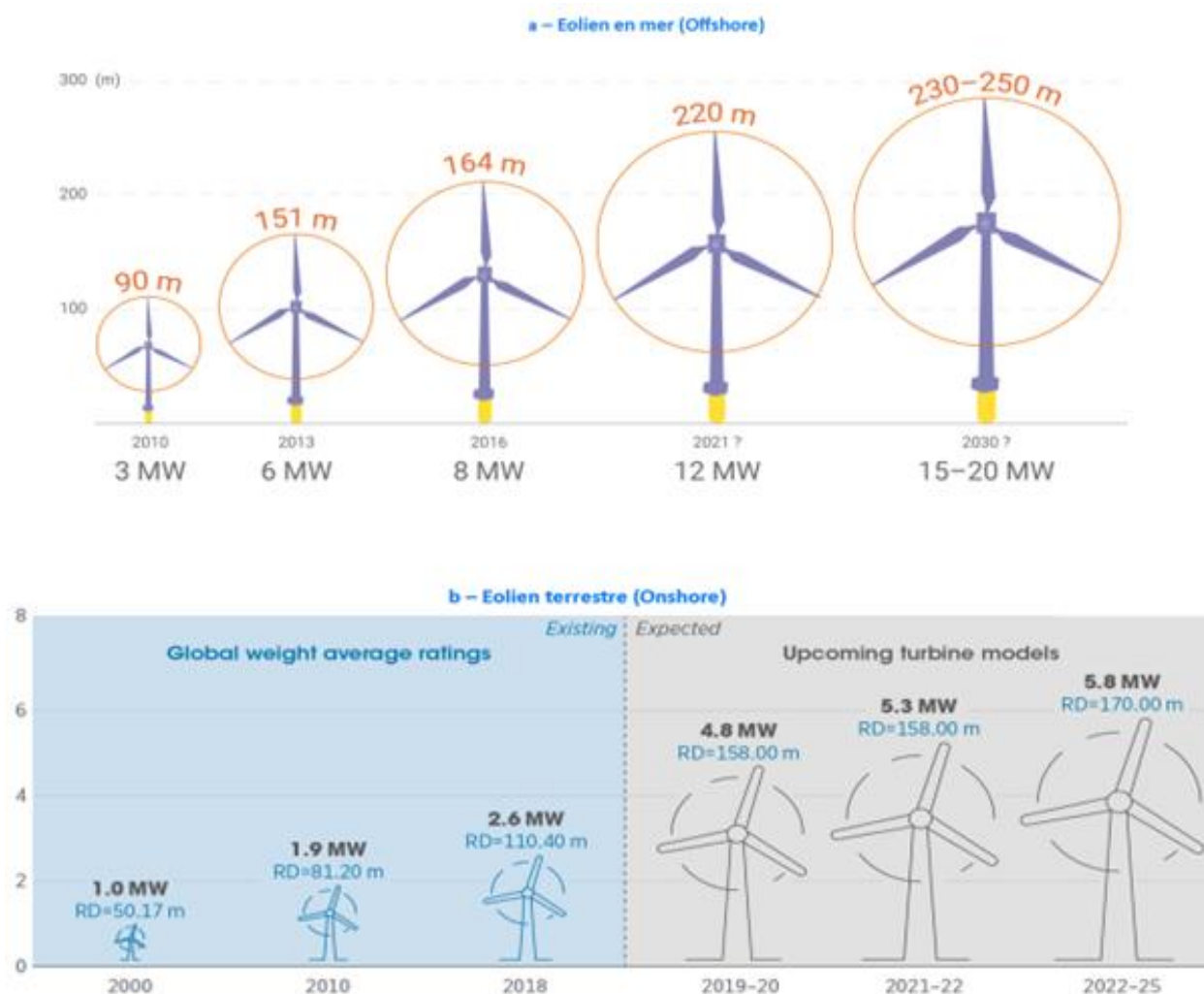


Figure (I.9) : Évolution des puissances unitaires des aérogénérateurs [21]

Il est important de souligner que l'éolien offshore a connu le développement le plus important de la puissance unitaire des éoliennes par rapport à l'éolien onshore

On note que la puissance développée passe de 3MW en 2010 pour les éoliennes offshore et 2 MW pour les éoliennes onshore jusqu'à 12 MW en 2021 pour les éoliennes offshore et 5.3 MW pour les éoliennes onshore.

V.4. Prédiction à l'horizon 2050

La figure (I.9) illustre l'évolution des capacités cumulées d'éolien terrestre (Onshore) installées par région dans le monde à l'horizon 2050 [1].



Figure (I.10) Projection à l'horizon 2050 de l'évolution des capacités cumulées d'éolien terrestre (Onshore) installées par région en GW dans le monde [1]

La figure (I.10) illustre l'évolution des capacités cumulées d'éolien en mer (Offshore) installées par région dans le monde à l'horizon 2050 [19].

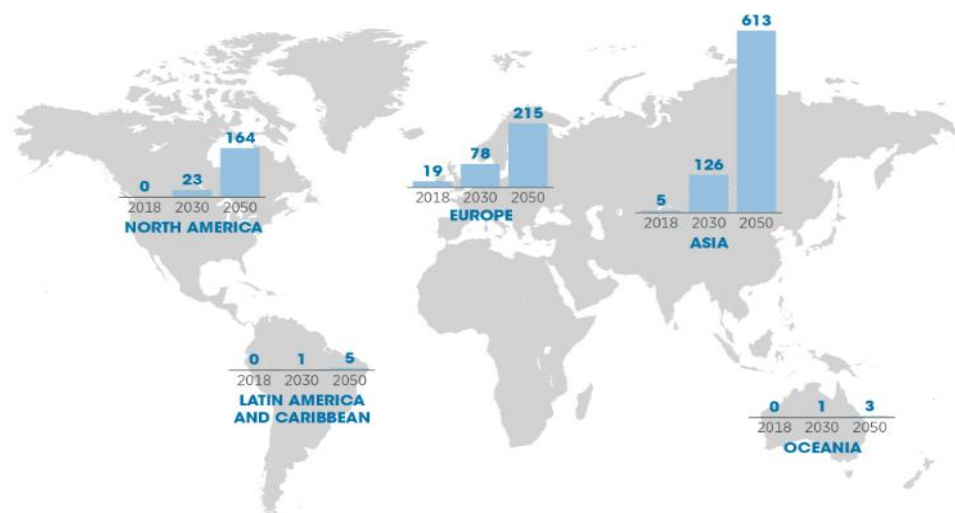


Figure (I.11) : Projection à l'horizon 2050 de l'évolution des capacités cumulées d'éolien terrestre (Offshore) installées par région en GW dans le monde [1]

On voit que pour les deux cas (onshore et offshore), l'Asie du sud-est qui contribue avec une capacité 1067 GW onshore et 126 GW offshore à l'horizon 2030 et une capacité de 2646 GW onshore et 613 GW offshore à l'horizon 2050, ce qui fait de l'Asie, le continent le plus avancée dans cette filière.

VI. Conclusion

Selon l'Agence Internationale de l'Énergie, les énergies renouvelables représentent environ 14,5% de la demande mondiale en énergie primaire, ainsi près de 85% des besoins sont comblés par des ressources non renouvelables telles que le pétrole, le charbon, le gaz naturel ou encore le nucléaire. Autrement dit, la plupart des énergies utilisées à l'échelle mondiale (gaz et électricité notamment) sont non durables, polluantes et épuisables, cela pose un véritable défi pour la planète.

Effectivement, que ce soit le pétrole, le charbon, le gaz naturel ou le nucléaire, toutes les énergies non renouvelables ont des impacts négatifs sur l'environnement.

L'emploi des énergies renouvelables en tant que nouvelle source d'énergie peut pallier à divers inconvénients engendrés par les énergies non renouvelables.

Selon le ministère des énergies et des mines, l'utilisation des énergies renouvelables en Algérie n'a pas dépassé les 2% de la production nationale en 2017.

Le gouvernement algérien a adopté en février 2011 le premier programme national de développement et de promotion des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique (PNEREE) en Algérie, dans le but d'atteindre 40 % de la production d'énergie renouvelable d'ici 2030. Dans ce programme l'énergie éolienne occupe la deuxième place après le photovoltaïque vu l'importance du potentiel éolien existant en particulier dans notre vaste sud.

Bibliographie

- [1] F. Zhao, «An outstanding year for wind energy», global Wind report 2019.
- [2] « Charbon : formation, production, pays et chiffres clés en 2024 ». Consulté le: 27 octobre 2024. [En ligne]. Disponiblesur:<https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/charbon>
- [3] « Crise énergétique : causes, conséquences et solutions | Actualités ». Consulté le: 27 octobre 2024. [En ligne]. Disponible sur:<https://www.viessmann.fr/fr/actualites/crise-energie.html>
- [4] « Définition site autonome ou isolé - Energies renouvelables ». Consulté le: 27 octobre 2024. [En ligne]. Disponible sur:<https://www.surtec.fr/sites-autonomes-en-energie/principe/>
- [5] M. Gueydan, « Électricité éolienne : état de l'art en 2020 et perspectives », Encyclopédie de l'énergie. Consulté le 27 octobre 2024. En ligne disponible sur :<https://www.encyclopedie-energie.org/electricite-eolienne-etat-de-lart-en-2020-et-perspectives/>
- [6] « Énergie Tour d'horizon 2023 », www.eib.org/energy
- [7] « Énergies nucléaires : bénéfiques, inconvénients, principes | Guide », NowYouKnow Project. Consulté le: 27 octobre 2024. [En ligne]. Disponiblesur:<https://nowyouknowproject.com/actualites-environnement-societe/energies-nucleaires-informations/>
- [8] U. Nations, « Énergies renouvelables – pour un avenir plus sûr | Nations Unies », United Nations. Consulté le: 27 octobre 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.un.org/fr/climatechange/raising-ambition/renewable-energy>
- [9] « Énergies renouvelables : définition, exemples, avantages et limites », Youmatter. Consulté le: 27 octobre 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://youmatter.world/fr/definition/energies-renouvelables-definition/>
- [10] C. Z. Hieminga Gerben, « Energy outlook 2023: The growth in renewables, batteries,

- CCS and hydrogen infrastructure », ING Think. Consulté le: 28 octobre 2024. [En ligne]. Disponible sur :<https://think.ing.com/articles>
- [11] « IFPEN | Tout savoir sur le gaz naturel », IFPEN. Consulté le: 28 octobre 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.ifpenergiesnouvelles.fr/enjeux-et-prospective/decryptages/energies-fossiles/tout-savoir-gaz-naturel>
- [12] « IFPEN | Tout savoir sur le pétrole », IFPEN. Consulté le: 27 octobre 2024. [En ligne]. Disponible sur :<https://www.ifpenergiesnouvelles.fr/enjeux-et-prospective/decryptages/energies-fossiles/tout-savoir-petrole>
- [13] IRENA, « FUTURE OF WIND Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects », 2019.
- [14] « Le nucléaire en chiffres - Comprendre l'énergie | EDF ». Consulté le: 27 octobre 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.edf.fr/groupeedf/comprendre/production/nucleaire/nucleaire-en-chiffres>
- [15] H. Assia, « Le Programme Des Énergies Renouvelables En Algérie Vers Une Efficacité Énergétique D'ici 2030 », *مجلة دفاتر اقتصادية*, p. 13, 2017, doi: 10.36530/1661-008-015-020.
- [16] U. Nations, « Les énergies renouvelables : qu'est-ce que c'est ? | Nations Unies », United Nations. Consulté le: 27 octobre 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.un.org/fr/climatechange/what-is-renewable-energy>
- [17] T. Region, « Ministère de l'énergie ». Consulté le: 28 octobre 2024. [En ligne]. Disponible sur:<https://energy.gov.dz>
- [18] « Émissions de gaz à effet de serre à l'échelle mondiale - Canada.ca ». Consulté le: 25 novembre 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.canada.ca/fr>
- [19] « Statistical Review of World Energy 2022 », 2022.
- [20] R. Berahab, « Tendances et perspectives énergétiques à l'horizon 2023 : survivre à la crise énergétique tout en construisant un avenir plus vert », Policy Center. Consulté le: 27 octobre 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.policycenter.ma>

- [21] CEREFÉ, « Transition Énergétique en Algérie Leçons, État des Lieux et Perspectives pour un Développement Accéléré des Énergies Renouvelables 2022.

Chapitre 2

Évaluation du gisement éolien au sud Algérien : Cas de Tindouf

Introduction

Dans ce chapitre nous donnerons un aperçu général du vent et de ses caractéristiques. On va définir sa nature, son origine et ainsi que les différentes forces qui le régissent.

La seconde partie sera consacrée à une présentation générale de l'atmosphère et sa structure tout en se focalisant sur la couche limite atmosphérique.

Dans la troisième, partie nous aborderons les caractéristiques du vent. Nous définirons, la mesure des vents et les conditions requises pour l'implantation d'un mât de mesure météorologique ainsi que sa variabilité temporelle.

Cela est suivi par la modélisation de la distribution des vitesses (histogramme et densité de probabilité) du vent ainsi les différentes méthodes pour la détermination des paramètres de weibull, en suite l'évaluation du gisement éolien sur le site de Tindouf

I. le vent et L'atmosphère

I.1. Le vent et son origine

L'atmosphère est composée principalement d'un mélange de gaz et de particules solides ou liquides. Jusqu'à une altitude inférieure à 100 km elle est relativement homogène et est principalement constituée d'azote et d'oxygène. La majorité de sa masse se trouve à moins de 16 km d'altitude, dans les couches atmosphériques basses [24]. Dans ces dernières, le mouvement des masses d'air, connu sous le nom de vent, est le résultat de l'harmonisation d'un ensemble de forces qui sont :

- Les forces de pression

- La force de Coriolis

- Les forces de frottement

Les vents résultent des variations de pression atmosphérique, principalement causées par les variations de température. Les fluctuations de la répartition des pressions et des températures sont principalement causées par une répartition inégale de l'énergie solaire sur la surface de la Terre, ainsi que par les disparités des caractéristiques thermiques des surfaces des continents et des océans.

I.2. L'atmosphère

L'atmosphère est un ensemble gazeux formant une couche d'air qui englobe le globe Terrestre. Cette dernière se compose de plusieurs couches de gaz et de particules en suspension, d'environ 500km.

La densité et la température de L'atmosphère sont inversement proportionnelles à l'altitude. Dans la couche la plus basse de l'atmosphère, se trouvent des êtres vivants brassée par les courants atmosphériques à l'origine des phénomènes climatiques. [17]

I.2.1. La structure atmosphérique

L'atmosphère standard se compose principalement de deux grandes parties [31, 34] (Figure II.1) :

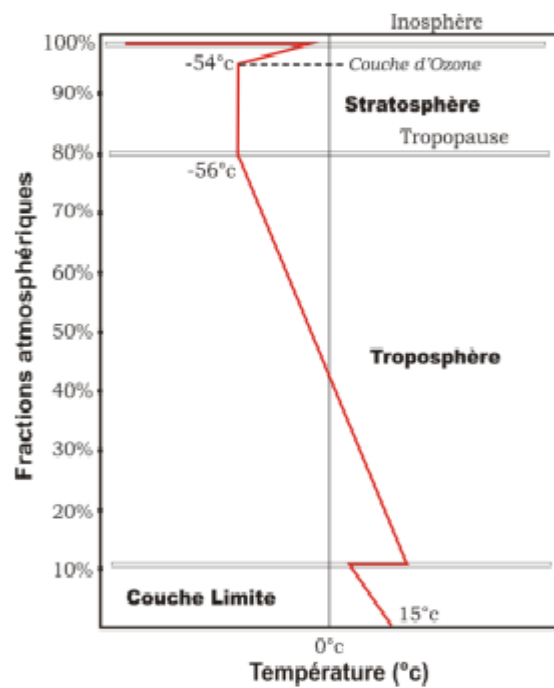


Figure (II.1) : Schéma de la couche atmosphérique standard

-La troposphère : C'est la couche atmosphérique la plus proche de la surface terrestre, dont l'épaisseur varie, atteignant environ 7 km au-dessus des pôles et jusqu'à 18 km au-dessus de l'équateur, avec une moyenne d'environ 13 km dans certaines régions, selon la saison.

La majeure partie des phénomènes météorologiques se trouve dans cette couche. Dans la troposphère, plus l'altitude augmente, plus la température diminue de manière notable d'environ 6°C chaque 1000 mètres, atteignant -56°C à la tropopause. Cette frontière détermine la limite entre la troposphère et la stratosphère.

-La stratosphère : Elle est située au-dessus de la troposphère et sa limite supérieure est l'ionosphère. Elle inclut la couche d'ozone. Cette dernière est cruciale pour la vie terrestre, car elle capte la plupart des rayons ultraviolets solaires qui sont très préjudiciables à tous les êtres vivants. Cette absorption entraîne une libération d'énergie sous la forme de chaleur. C'est la raison pour laquelle la température s'accroît lorsqu'on monte dans la stratosphère. Étant donné qu'il s'agit d'un environnement nettement plus paisible, les courants d'air y sont considérablement réduits.

La zone des basses couches atmosphériques étant la troposphère, peut être scindée en deux parties distinctes. L'atmosphère libre qui est le siège d'un vent uniforme, horizontal et peu turbulent avec une vitesse constante représente le foyer des vents dit géostrophiques. Les forces de pression et de Coriolis sont prédominantes et les forces de frottement négligeables, et la couche limite atmosphérique (CLA) qui représente le lieu même des forces de frottement. Ces forces sont responsables du comportement complexe du fluide atmosphérique. La Figure II.2 présente la structure verticale de la troposphère:

La troposphère, qui représente la zone des basses couches atmosphériques, peut être divisée en deux sections distinctes :

- L'espace libre, où souffle un vent constant, horizontal et peu turbulent, qui représente le lieu d'origine des vents dits géostrophiques. Dans ce contexte, les forces de pression et de Coriolis l'emportent sur celles de frottement.
- La Couche Limite Atmosphérique **CLA** constitue le domaine où s'exercent précisément ces forces de frottement. Ces forces entraînent un comportement compliqué du fluide atmosphérique. La structure verticale de la troposphère est illustrée dans la Figure II.2 :

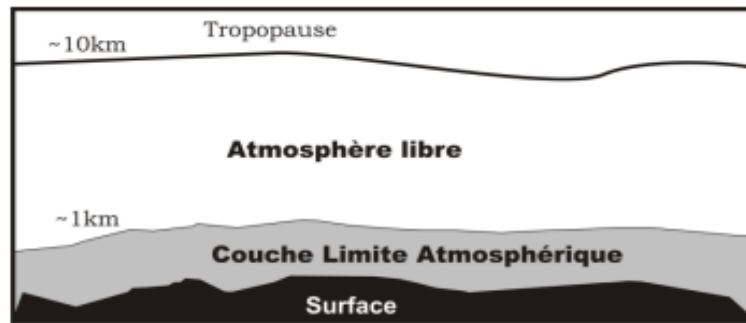


Figure (II 2) : Structure verticale de la troposphère

I.2.2. La Couche Limite Atmosphérique (CLA)

I.2.2.1. Définition

C'est une théorie qui a été développée par Ludwig Prand en 1904 [33], qui a pour objectif de définir l'écoulement d'un fluide près d'une paroi. La couche limite atmosphérique correspond donc parfaitement à la couche limite terrestre, cette dernière représente la couche où les frottements ont un impact important.

À cet endroit, les températures sont le plus affectées par l'ensoleillement durant la journée et le refroidissement radiatif durant la nuit, tandis que les vents effectuent des frictions sur la surface.

La CLA est la couche de la troposphère qui est influencée directement par la surface terrestre [5,36, 10,23]. La couche limite atmosphérique s'étend de la surface de la Terre jusqu'à une altitude de quelques centaines de mètres, pouvant atteindre 1500m et parfois même 2000m. L'impact de la surface est insignifiant au-dessus de la CLA et le flux d'air, qui est tout simplement le vent, se caractérise par un écoulement laminaire dans l'atmosphère libre.

C'est un lieu où l'énergie est échangée entre la surface et l'atmosphère sous forme de vapeur d'eau et de mouvement. Sa profondeur varie de quelques mètres à plusieurs kilomètres. Sa variation est influencée par la vitesse du vent, la rugosité de la surface et l'ensoleillement local.

I.2.2.2. Structure verticale de la couche limite atmosphérique

La figure (II.3) montre les trois parties distinctes de la CLA :

- La couche d'Ekman représente la portion supérieure de la CLA. Dans cette région, la configuration du champ de vent est affectée par les résistances à la surface, la stratification thermique et l'intensité de Coriolis. À mesure que l'on monte en altitude, les forces de friction deviennent insignifiantes par rapport à la force de Coriolis. Ainsi, la direction du vent tourne et s'harmonise à son sommet avec le vent géostrophique.
- La couche de surface est en contact directe avec la surface terrestre. Dans cette couche, les forces de Coriolis sont négligeables devant les effets thermiques et les forces de frottements. La configuration du champ de vent est donc complexe et varie selon le terrain et sa nature et sa rugosité.
- La sous-couche rugueuse se situe juste au-dessus de la surface du sol et constitue la portion inférieure de la couche de surface. Elle peut varier d'une épaisseur de quelques dizaines de millimètres sur une étendue de mer calme jusqu'à plusieurs dizaines de mètres en milieu urbain. Le flux d'air est donc fortement turbulent, non homogène et non stationnaire. Le paramètre de longueur de rugosité aérodynamique globale Z_0 caractérise cet écoulement. Habituellement, la longueur de rugosité dénote l'effet de la couche rugueuse sous-jacente sur le vent.

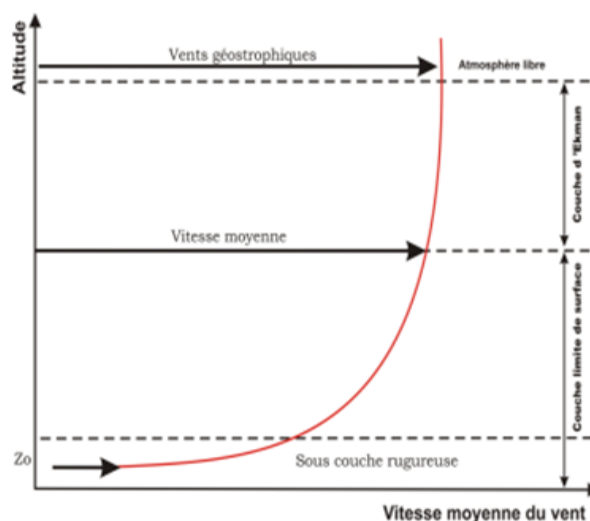


Figure (II 3) : Vue schématique de la couche limite atmosphérique

I.2.3. La Stabilité Atmosphérique

Au sein de la CLA, les forces de frottement résultant de l'écoulement de l'air sur une surface rugueuse provoquent une forte turbulence dans le fluide atmosphérique [7].

Ainsi :

- La force de Coriolis peut être négligée, car son influence est faible par rapport à celle des forces de frottement.
- La proximité du sol altère le profil des vitesses du vent, entraînant un cisaillement important.
- La direction du vent est influencée par la présence d'obstacles.
- La stratification thermique de l'air (répartition verticale de la température) génère des mouvements verticaux des masses d'air, chauffées et refroidies près du sol.

Par ailleurs, les turbulences atmosphériques sont de deux origines principales [31 34] :

- Thermique : Elles résultent de la distribution de la température, causée principalement par les variations thermiques quotidiennes (réchauffement, refroidissement, échanges radiatifs) et par l'écoulement de l'air entre les zones chaudes et froides.
- Mécanique : Elles sont induites par la proximité du sol, qui modifie le profil des vitesses du vent en raison d'obstacles ou d'irrégularités au sol.

Plusieurs états de l'atmosphère sont ainsi identifiés pour décrire quelle source de turbulence. L'instabilité de la couche limite atmosphérique est causée par un déplacement vertical d'une partie de l'air qui amplifie son mouvement. En cas de retour d'une parcelle d'air déplacée à sa position d'origine, on parle d'atmosphère stable.

En fin, lorsque la production mécanique de turbulence dépasse largement la production par flottabilité ou lorsque la production par flottabilité est proche de zéro, on considère que la CLA est neutre.

L'absence de nuages et un vent faible entraînent une couche limite instable pendant la journée et stable pendant la nuit.

Quand le vent est fort, la CLA se transforme en un état neutre ou proche du neutre. En cas de vent faible, on observe une variation du cycle diurne sur les mesures de turbulence grâce à l'alternance des différents états de stabilité de l'atmosphère.

I.2.3.1. Influence thermique des Brises et du Sol [29]

À l'échelle météorologique, le vent est principalement influencé par les anticyclones et les dépressions. En revanche, la brise est un phénomène local, d'origine convective. Ces brises sont conditionnées par divers facteurs tels que la mer, la terre et les reliefs montagneux. L'échauffement inégal et non uniforme du sol et de l'eau, sous l'effet du rayonnement solaire, provoque une variation de température plus marquée au-dessus de la terre qu'au-dessus des vastes surfaces d'eau. Cela entraîne l'élévation de l'air chaud, qui se déplace ensuite vers la mer.

En conséquence, l'air froid en provenance de la mer est aspiré par la dépression formée sur la terre à cause de son réchauffement. Ce phénomène est connu sous le nom de **brise de mer**. Pendant la nuit, la situation s'inverse : l'air froid provenant de la terre se dirige vers la mer, formant ainsi la **brise de terre**. On peut également mentionner d'autres types de brises, comme la **brise de pente** et la **brise de vallée**.

I.2.3.2. Influence mécanique des Obstacles Montagneux et du Relief, [34]

Le vent contourne plus ou moins les obstacles isolés, mais une fois que le relief constitue une barrière suffisamment étendue, le flux d'air doit la traverser sur la majeure partie de sa longueur.

Le mouvement de l'air autour d'un obstacle orographique est illustré par la Figure (II4(a)). Du côté dit « au vent », l'air monte, créant un courant ascendant appelé ascendance de pente, fréquemment exploité pour le vol à voile.

En poursuivant son chemin, l'air redescend ensuite le long du versant opposé, appelé « sous le vent », où il est sujet à une turbulence variable qui génère des courants descendants et des tourbillons.

La présence de vitesses de vent accélérées sur les collines s'explique par le gradient de pression existant entre leur face exposée au vent et leur face abritée. Ainsi, le vent est comprimé contre la colline du côté exposé, avant de s'étendre vers la zone de basse pression située sur le versant sous le vent après avoir franchi le sommet.

La Figure (II.4(b)) illustre l'effet de tunnel causé par les montagnes et les collines. Dans ce contexte, la vitesse du vent augmente de manière significative à l'intérieur du tunnel.

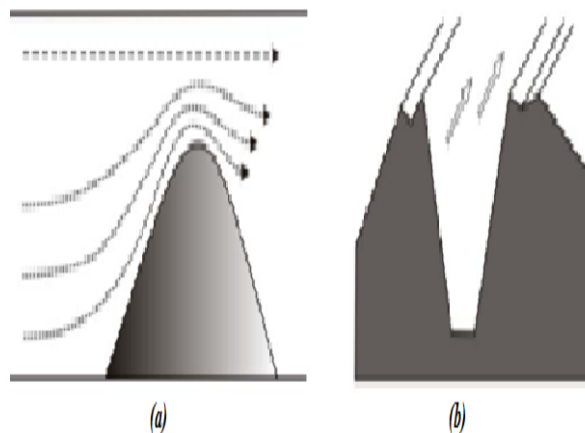


Figure (II.4) : Impacte mécanique du relief
(a) Mouvement de l'air le long d'un obstacle orographique
(b) Effet tunnel

I.3. Les caractéristiques du vent

La puissance du vent demeure pratiquement stable à tout instant sur l'ensemble de la planète, à un emplacement précis et sur une durée solaire. Toutefois, la vitesse du vent fluctue considérablement d'un jour à l'autre et d'un endroit à un autre.

L'échelle de Beaufort, qui décrit les diverses caractéristiques du vent en fonction de sa vitesse, est présentée dans le Tableau (II 1) pour classifier les vents.

Nombre de Beaufort	Terme générique	Vitesse du vent à 10m de hauteur
<i>(degré)</i>	<i>(descriptif)</i>	<i>en Km/h</i>
0	<i>Calme</i>	<i>Inferieure à 1</i>
1	<i>Très légère brise</i>	<i>1 à 5</i>
2	<i>Légère brise</i>	<i>6 à 11</i>
3	<i>Petite brise</i>	<i>12 à 19</i>
4	<i>Jolie brise</i>	<i>20 à 28</i>
5	<i>Bonne brise</i>	<i>29 à 38</i>
6	<i>Vent frais</i>	<i>39 à 49</i>
7	<i>Grand frais</i>	<i>50 à 61</i>
8	<i>Coup de vent</i>	<i>62 à 74</i>
9	<i>Fort coup de vent</i>	<i>75 à 88</i>
10	<i>Tempête</i>	<i>89 à 102</i>
11	<i>Violente tempête</i>	<i>103 à 117</i>
12	<i>ouragan</i>	<i>Supérieurs à 118</i>

Tableau (II 1) : Échelle Beaufort [21 22]

I.4. La variabilité aléatoire du vent

Cette variabilité est classée en deux catégories : la variabilité aléatoire spatiale et la variabilité aléatoire temporelle.

I.4.1. Variabilité temporelle

Étant donné que le vent est une source variable, sa direction et sa vitesse peuvent varier rapidement au fil du temps. Ces variations peuvent se produire à haute fréquence, comme l'illustre la Figure (II.5(a)), où la vitesse enregistrée sur une période de 30 secondes oscille entre 5,1 m/s et 7,2 m/s.

Les variations peuvent également se produire à moyenne fréquence, notamment sur une échelle journalière ou horaire, comme représenté dans la Figure (II.5(b)). On y observe que la vitesse du vent est généralement plus élevée pendant la journée que durant la nuit.

En ce qui concerne les variations à basse fréquence, elles reflètent des changements saisonniers ou mensuels, illustrés respectivement dans la Figure (II.5(c)) et la Figure (II.5(d)).

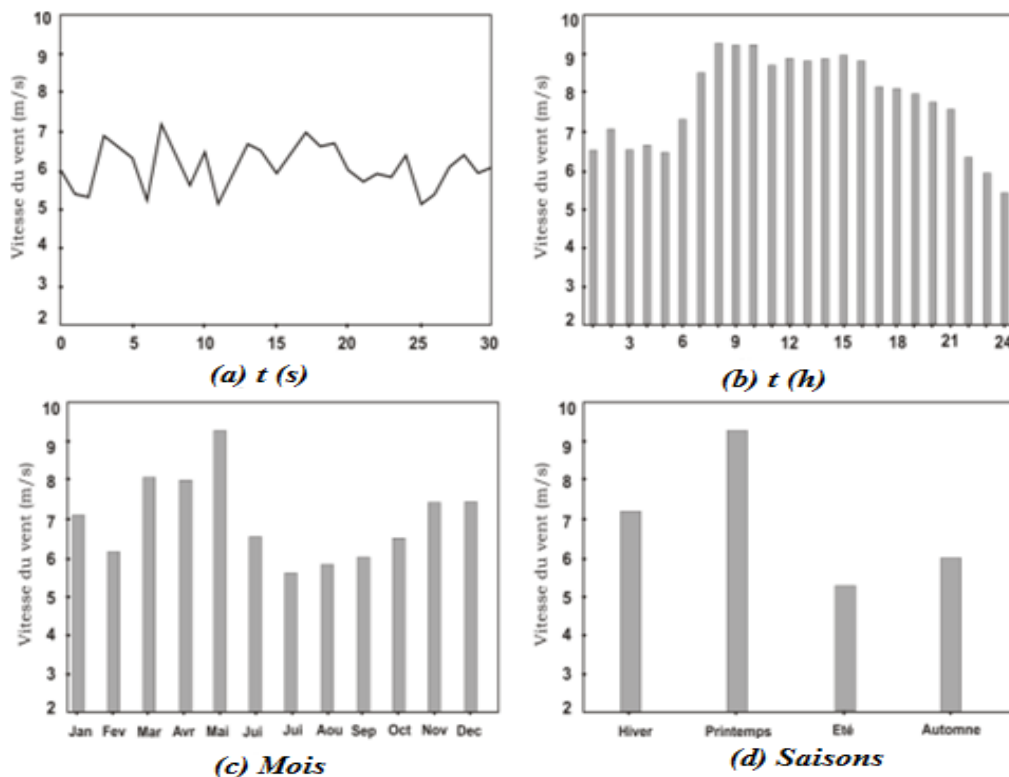


Figure (II 5) : Variation temporelle de la vitesse du vent

I.4.2. Variabilité spatiale

La variabilité spatiale du vent peut être divisée en deux catégories :

- **Variabilité spatiale régionale** : Elle dépend de facteurs tels que la latitude, l'ensoleillement et les caractéristiques géographiques et physiques des reliefs.
- **Variabilité spatiale locale** : Elle est influencée par des éléments comme la topographie, la présence d'obstacles et la rugosité du sol.

I.5. La mesure du vent

Deux éléments servent à caractériser la mesure du vent : la vitesse et la direction. La mesure directe du vent se fait dans des stations météorologiques.

Pour les capteurs de vent, on cherche principalement des instruments très sensibles (capables de percevoir les moindres variations), avec un seuil de démarrage le plus bas possible, avec un minimum d'inertie et qui peuvent être aptes à résister aux vents les plus violents. C'est donc à partir de ces critères, mais aussi à partir d'objectifs spécifiques de recherche, que sont régulièrement développés des anémomètres (mesureurs de vitesse du vent) et des girouettes (mesureurs de direction) de plus en plus avancés. Au cours de cette section, nous examinerons les diverses catégories de capteurs disponibles actuellement pour évaluer le vent. [20]

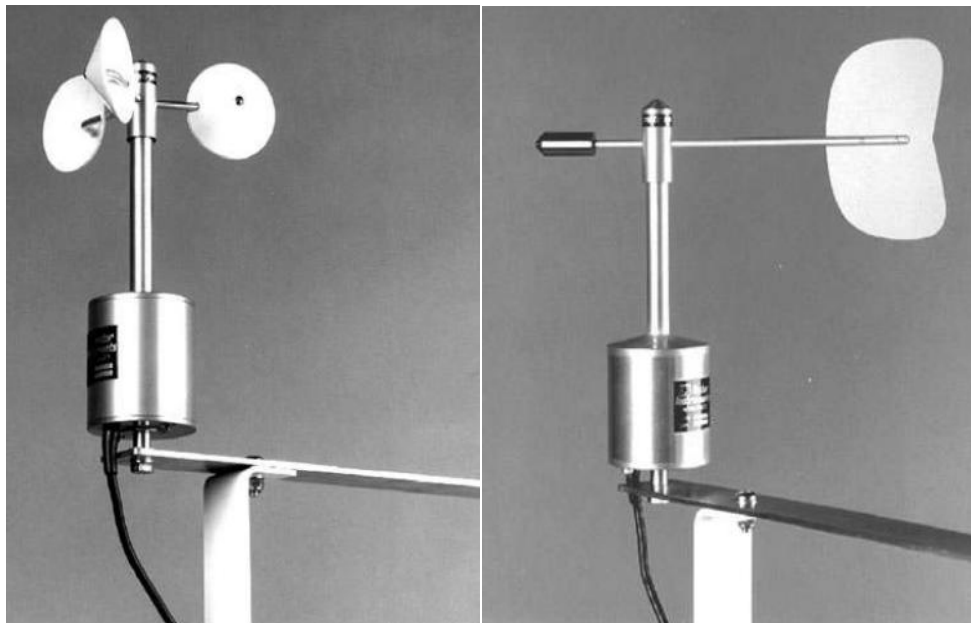


Figure (II 6) Ensemble Anémomètre et girouette

La majorité des données éoliennes disponibles dans le monde proviennent de sites situés près des zones urbaines. Les populations ont tendance à se regrouper dans des zones protégées des tempêtes et des conditions météorologiques extrêmes.

En conséquence, les données recueillies par les aéroports, les bases militaires et les stations météorologiques ne reflètent pas toujours les conditions de vent dans des zones particulièrement exposées, où le potentiel éolien peut être sous-estimé.

Il est donc essentiel d'implanter des mâts de mesure sur des sites appropriés pour obtenir des données précises sur les paramètres du vent, comme montré dans la Figure (II.7).

Conformément aux recommandations classiques de l'OMM (Organisation Météorologique Mondiale), les capteurs doivent être installés à une hauteur de 10 m au-dessus du sol, sur un terrain dégagé [11]. Ils doivent également respecter les critères suivants :

- L'emplacement du pylône doit être choisi en respectant une distance d'au moins dix fois sa hauteur par rapport aux obstacles alentours.
- Un objet est qualifié d'obstacle s'il a une largeur angulaire qui dépasse 10° .
- Dans un périmètre de 100m autour du pylône, la hauteur des obstacles ne doit pas excéder 5,5m.
- On peut ignorer les obstacles dont la hauteur est inférieure à 2 mètres.
- Un changement de terrain dans une portée de 100 mètres est également classé comme un obstacle.
- Les détecteurs doivent être placés à une distance d'au moins quinze fois la largeur d'un objet fin (poteau, arbre étroit) qui excède une hauteur de 8 m.



Figure (II 7) Mat de mesure

La mesure du vent est affectée par la rugosité des terrains. Selon l'OMM, le vent de surface se réfère au vent qui souffle à une hauteur géométrique de 10 mètres sur un site ayant une longueur de rugosité de 0,03 mètres. C'est en quelque sorte une référence précise dont nous connaissons les conditions de mesure exactes.

I.6. La mesure des autres données météorologiques

Le matériel qui mesure ces différents paramètres peut être placé sur le mât. Les informations peuvent également être obtenues par des stations météorologiques environnantes dans la mesure où ces données exigent une moins grande précision.

La température et la pression atmosphérique ont une influence directe sur la densité de l'air. Cela influe sur la vitesse du vent et par conséquent sur la production éolienne d'un éventuel parc. Il est donc utile de collecter ces données au cours de la campagne de mesure. [34]

I.7. Mesure du vent par télédétection

La vitesse du son est utilisée pour estimer les données atmosphériques. L'écho et les du signal acoustique émis est analysé afin d'évaluer la vitesse, la direction du vent, ainsi que les turbulences atmosphériques. Le SODAR (Sonic Detection and Ranging) est l'outil de mesure à distance qui est utilisé pour ces mesures météorologiques.

De façon analogue, le LIDAR (Light Detection and Ranging) étudie le profil du vent grâce à un faisceau laser. À l'instar du SODAR, un faisceau lumineux tridimensionnel à forme conique est projeté dans l'atmosphère. On mesure le décalage Doppler des émissions laser réfléchies par les particules de l'atmosphère afin de déterminer les propriétés du vent.

Les systèmes SODAR et LIDAR permettent d'examiner les profils de vent à différentes hauteurs et sur toute la surface potentielle du rotor. Cela revêt un intérêt particulier pour les projets intégrant des éoliennes à grand rotor de grande hauteur. Malgré l'intérêt croissant des professionnels de l'industrie éolienne pour les méthodes de mesure par télédétection, l'installation de mâts de mesures demeure indispensable lors de la conception d'un projet.

On utilise fréquemment les mesures SODAR et LIDAR en complément des informations recueillies par le mât. Ces dernières facilitent le perfectionnement des données actuelles, en optimisant la compréhension du profil de vent dans les zones compliquées d'un site spécifique [11].

I.8. Les indicateurs biologiques

L'absence de données pousse à recourir aux arbres et aux arbustes, fréquemment perçus comme un bon indicateur qualitatif du vent.

Ces éléments peuvent être altérés par des vents puissants et des conditions sévères. Putnam [32] a catégorisé les déformations des arbres et de leurs branches selon la force du vent. La Figure I-8 illustre l'ampleur de la déformation due aux vents, tandis que le Tableau (II 2) précise l'indice de déformation de Griggs-Putnam pour différentes plages de vitesses anémométriques associées.

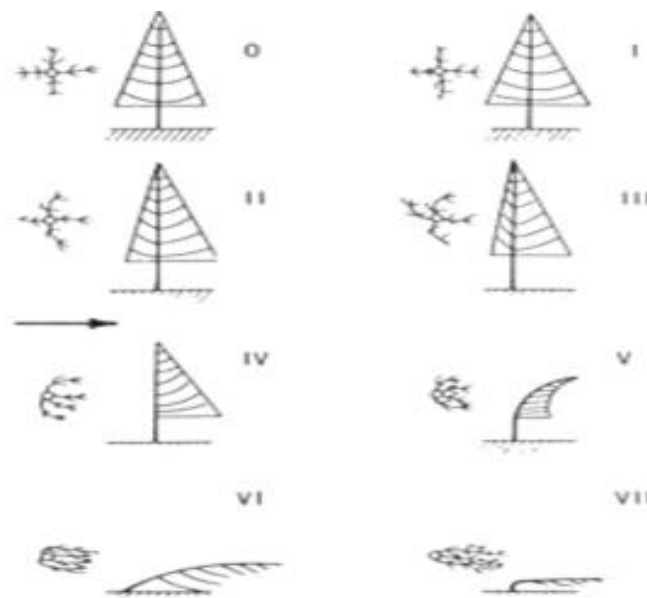


Figure (II 8) : Index de niveau de déformation de Griggs – Putnam [32]

<i>Indice</i>	<i>0</i>	<i>I</i>	<i>II</i>	<i>III</i>	<i>IV</i>	<i>V</i>	<i>VI</i>	<i>VII</i>
<i>Vitesse du vent en (m/s)</i>	<3	3.1 – 4.1	3.8 – 5.2	4.7 – 6.3	5.4 – 7.4	6.3 – 8.5	7.2 – 9.7	>7.9

Tableau (II 2) : Indice de déformation de Griggs – Putnam [32]

I.9. Rose des vents

Les données relatives à la vitesse et à la direction du vent peuvent être illustrées à l'aide de graphiques de roses des vents. Ils fournissent la distribution du vent pour les différentes orientations.

L'attribution des vitesses et des orientations peut être segmentée en 8, 12, 16 ou 32 divisions correspondant aux diverses directions. Une rose des vents peut illustrer trois sortes de données, à savoir : la fréquence, la vitesse moyenne du vent et la moyenne cubique. La fréquence représente le pourcentage du temps pendant lequel le vent souffle d'une direction spécifique, comme illustré sur la Figure (II 9(a)).

La figure (II9 b)) indique que la vitesse moyenne représente le produit de la fréquence et de la vitesse moyenne pour la direction appropriée.

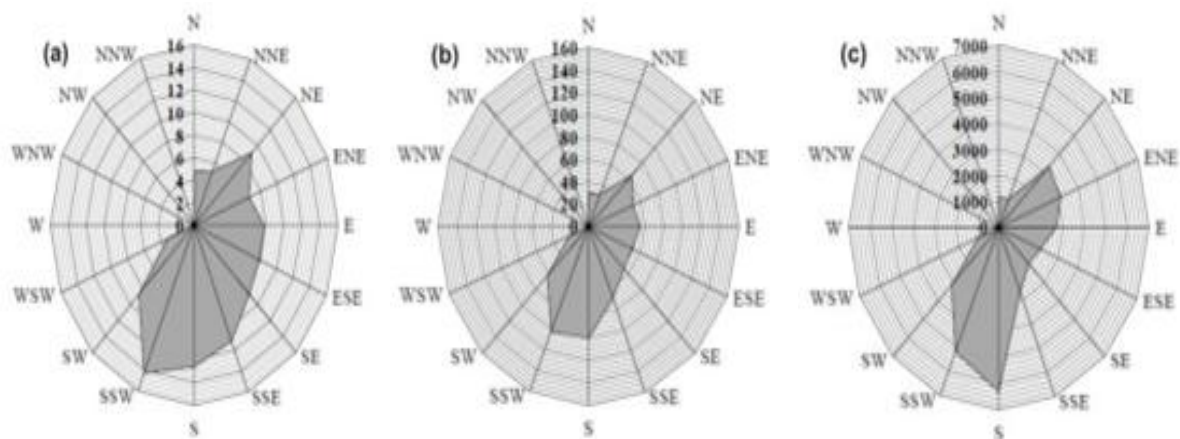


Figure (II 9) : Rose des vents à 16 directions

II. Étude statistique et potentiel éolien

II.1. Caractérisation horizontale de la vitesse du vent

La puissance énergétique éolienne moyenne disponible, associée à une circulation d'une masse d'air à une vitesse $\langle V \rangle$ et agissant sur une surface A, de l'hélice d'une éolienne s'écrit :

$$\langle P \rangle = 0.5 \cdot \rho \cdot A \cdot \langle v^3 \rangle \quad (\text{II.1})$$

ρ désigne la masse volumique qui varie avec la latitude et la température. Mais généralement considérée comme constante et avoisinant en moyenne 1.25 kg/m^3 .

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

De part la forme des nuages de points obtenus, les études de modélisation de la distribution des vitesses du vent ont été orientées vers des modèles associant puissance et exponentielle.

II.2. Les modèles d'ajustement

Le potentiel éolien d'une région spécifique est estimé en se basant sur les distributions de la vitesse moyenne. La disposition des mesures des vitesses du vent, permet de représenter un histogramme qui montre comment la fréquence relative des vitesses de vent varie.

Divers modèles sont développés pour représenter la distribution de la vitesse du vent sur une période donnée.

La distribution de probabilité de Weibull [4 51] est couramment utilisée pour décrire la répartition des vitesses du vent. Justus et ses collaborateurs [3] ont souligné les bénéfices de l'emploi de la fonction de Weibull à deux paramètres.

Les modèles couramment utilisés sont :

- la distribution de Weibull ;
- la distribution hybride de Weibull ;
- la distribution de Rayleigh.

II.2.1. La distribution de weibull

On peut représenter de manière satisfaisante les distributions des fréquences de la vitesse moyenne du vent en utilisant la loi de distribution statistique de Weibull à deux paramètres (Weibull, 1951). L'expression de la fonction de densité de probabilité est la suivante :

$$f(v) = \left(\frac{K}{c}\right) \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{K-1} \cdot \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^K\right) \quad (\text{II.2})$$

Sa fonction exponentielle à deux paramètres permet de caractériser la distribution fréquentielle des vitesses de vent sur une période donnée.

Où :

- ✓ $f(v)$ est la fréquence d'occurrence de la vitesse du vent v ,
- ✓ K (sans unité) indiquant quant à lui le caractère plus ou moins pointu de la distribution.
- ✓ C le paramètre d'échelle (m/s) qui renseigne sur la moyenne du vent caractéristique du site.

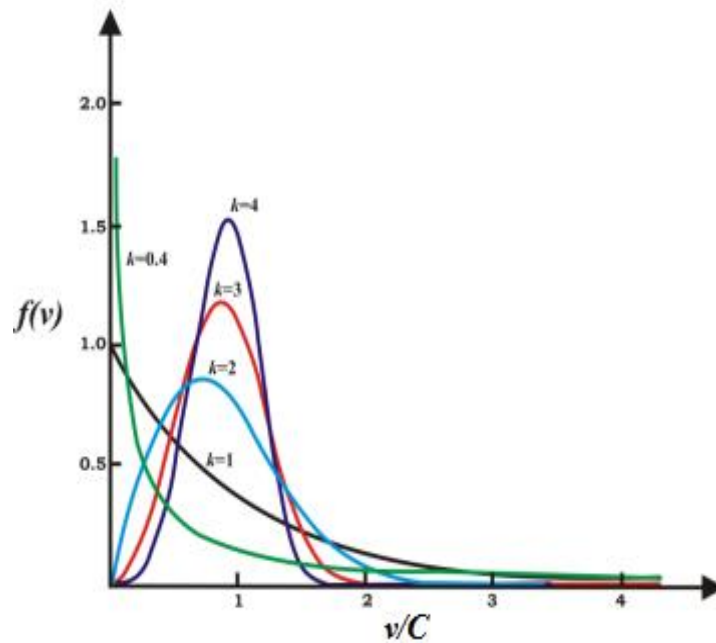


Figure (II.10) : Forme de la distribution pour différentes valeur de K

La fonction de distribution cumulée de Weibull correspondante $F(v)$ s'écrit sous la forme suivante :

$$F(v) = \int f(v)dv = 1 - \exp\left[-\left(\frac{v}{C}\right)^K\right] \quad (\text{II.3})$$

Pour [1 38] :

- ✓ $1,5 < K < 3$ la distribution est dite gaussienne.
- ✓ $K < 1$ la distribution est exponentielle
- ✓ $K = 2$ c'est la distribution de Rayleigh qui est un cas particulier de la distribution de Weibull

La vitesse moyenne du vent v_m peut être calculée en fonction des paramètres de Weibull comme suit :

$$v_m = \int v \cdot f(v)dv \quad (\text{II.4})$$

En remplaçant $f(v)$ par sa formule on obtient :

$$v_m = \int_0^{\infty} v \cdot \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{K-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^K\right] dv \quad (\text{II.5})$$

En peut mettre la dernière équation sous la forme suivante :

$$v_m = K \int_0^{\infty} \left(\frac{v}{c}\right)^K \cdot \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^K\right] dv \quad (\text{II.6})$$

On pose $x = \left(\frac{v}{c}\right)^K$

On va avoir $dv = \frac{c}{K} \cdot x^{\left(\frac{1}{K}-1\right)} dx$

Dans l'équation (II.6), nous remplaçant dv , on va avoir :

$$v_m = C \cdot \int_0^{\infty} e^{-x} \cdot x^{\left(\frac{1}{K}\right)} dx \quad (\text{II.7})$$

La fonction Gamma est donnée par :

$$\Gamma_n = \int_0^{\infty} e^{-x} \cdot x^{n-1} \cdot dx$$

En posant : $n = \frac{1}{k} + 1$

La vitesse l'expression finale de la moyenne devient :

$$v_m = C \cdot \Gamma \left(1 + \frac{1}{K}\right) \quad (\text{II.8})$$

II.2.2. La distribution hybride de Weibull

Dans les lieux où les vents calmes sont assez fréquents, la distribution de Weibull ne correspond pas exactement à la réalité [14]. En effet, ce pourcentage conséquent de vents calmes ne peut être omis, car le coefficient k tend vers la valeur 1, ce qui indique une distribution exponentielle (voir Figure (II.10)).

Ici, on recourt à la distribution hybride de Weibull. Elle est définie par la fonction ci-dessous :

$$f(v) = (1 - F_0) \cdot \left(\frac{K}{c}\right) \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{K-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^K\right] \quad (\text{II.9})$$

Où F_0 représente la fréquence des vitesses calmes, qui est déterminée à partir des données du vent.

II.2.3 Distribution de Rayleigh

Dans le cas où le facteur de forme $K=2$ on obtient la distribution de Rayleigh qui est un cas particulier de la distribution de Weibull. [6]

La densité de probabilité dans ce cas est donnée par :

$$f(v) = 2 \cdot \frac{v}{c^2} \cdot \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^2\right] \quad (\text{II.10})$$

Cependant, la distribution traditionnelle de Weibull (fonction de deux paramètres) est la plus recommandée.

En utilisant ces deux paramètres, il est possible d'évaluer un grand nombre de caractéristiques de la distribution, ce qui permet une meilleure caractérisation des sites.

II.3. Détermination des paramètres de Weibull

Différentes techniques permettent d'ajuster les données statistiques (détermination des coefficients k et C de Weibull), nous allons citer les plus couramment employées. [31]

- ✚ La méthode graphique (méthode des moindres carrés)
- ✚ La méthode des moments (sera détaillée dans le chapitre 3)
- ✚ La méthode de l'écart type
- ✚ La méthode du maximum de vraisemblance
- ✚ La méthode de la vitesse moyenne et de la variabilité des vents

II.3.1 Méthode de la vitesse moyenne et de l'écart type

La connaissance de la vitesse moyenne v_m et l'écart type σ d'un site, le paramètre de forme K est déterminé par l'approximation suivante [18] :

$$K = \left[\frac{\sigma}{v_m} \right]^{1.086} \quad (\text{II.11})$$

Le facteur d'échelle est alors déterminé par :

$$C = \frac{v_m}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{K}\right)} \quad (\text{II.12})$$

II.3.2 Méthode de la vitesse moyenne et de la variabilité des vents

C'est une approche empirique qui consiste à estimer K , à partir de la variabilité du vent et de la vitesse moyenne [18] :

$$K = \begin{cases} 1.05 \cdot v_m^{0.5} & (a) \\ 0.94 \cdot v_m^{0.5} & (b) \\ 0.83 \cdot v_m^{0.5} & (c) \end{cases} \quad (\text{II.13})$$

- (a) : faible variabilité
- (b) : moyenne variabilité
- (c) : forte variabilité

II.3.3 La méthode graphique

C'est la méthode la plus simple, qui après hiérarchisation passe par le calcul de la fréquence cumulée de la distribution de Weibull [25].

La méthode des moindres carrés appliquée à un modèle non linéaire présente un inconvénient, à savoir que le minimum de la variable linéarisée est différent de celui de la variable non linéarisée [25].

A partir de l'expression (II.3), on pose :

$$Y = \ln[-\ln F(v \geq v_x)] \text{ Et } X = \ln(v_x)$$

On aura donc :

$$Y = aX + b \tag{II.14}$$

Avec :

$$\begin{aligned} a &= K \\ b &= -\ln C \end{aligned}$$

Donc :

$$c = \exp\left(-\frac{b}{a}\right) \tag{II.15}$$

II.3.4. La méthode du maximum de vraisemblance

Il s'agit d'une méthode itérative pour déterminer les paramètres de Weibull, où k et C sont définis par les équations suivantes [15,16]:

$$L_v = \prod_{i=1}^N f(v_i) = \prod_{i=1}^N \left(\frac{K}{C}\right) \cdot \left(\frac{v_i}{C}\right)^{K-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{v_i}{C}\right)^K\right] \quad (\text{II.16})$$

En introduisant le logarithme :

$$\ln(L_v) = \sum_{i=1}^N K - K \sum_{i=1}^N \ln C + (K-1) \sum_{i=1}^N \ln v_i - \sum_{i=1}^N \left(\frac{v_i}{C}\right)^K \quad (\text{II.17})$$

En calculant le maximum :

$$\frac{\partial L_v}{\partial C} = -\frac{K}{C} \cdot N + \frac{K}{C} \sum_{i=1}^N \left(\frac{v_i}{C}\right)^K \quad (\text{II.18})$$

Donc :

$$C^K = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (v_i)^K \quad (\text{II.19})$$

Et d'autre part :

$$\frac{\partial L_v}{\partial k} = \frac{N}{K} - N \cdot \ln C + \sum_{i=1}^N \ln v_i - \frac{\sum_{i=1}^N v_i^K \ln v_i}{C^K} + \frac{\sum_{i=1}^N v_i^K \ln C}{C^K} = 0 \quad (\text{II.20})$$

A partir de l'équation (II.18), on obtient :

$$\frac{1}{k} = \frac{1}{N} \left[\frac{1}{C^K} \sum_{i=1}^N v_i^K \ln v_i - \sum_{i=1}^N \ln v_i \right] \quad (\text{II.21})$$

Où : V_i sont les vitesses non nulle du vent à un instant i et
 n est le nombre de données de vitesses de vent non nulles.

Cette méthode utilise une équation non-linéaire algébrique analytiquement insoluble. Il est ardu d'estimer les paramètres de Weibull par la méthode du maximum de vraisemblance, car cela nécessite une résolution numérique à travers un processus itératif.

Une fois le paramètre de forme devient optimal, il est remplacé dans l'autre équation pour trouver le facteur d'échelle.

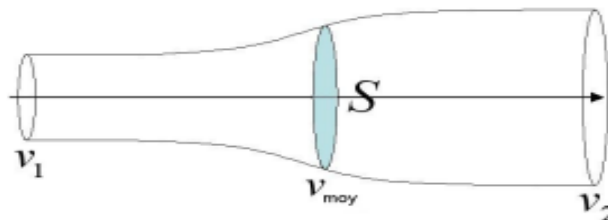
III. Estimation du potentiel éolien

Comme l'énergie cinétique du vent doit être transformée en énergie mécanique, le potentiel disponible est sujet à diverses pertes jusqu'à l'expulsion de la machine [12].

En effet, seulement une fraction de la puissance éolienne présente sur un emplacement donné, connue sous le nom de puissance utile, est effectivement extraite à l'issue du processus par l'éolienne.

III.1 Densité de puissance moyenne

Il est préférable de calculer la densité de puissance du vent pour évaluer la ressource éolienne disponible sur un site spécifique. À la sortie d'un aérogénérateur, il est indiqué que l'énergie disponible sur le site est convertie en électricité.



La densité d'énergie éolienne, par unité de surface P/S en W/m^2 . Étant donné que la vitesse du vent qui traverse une voilure est donnée par [40] :

$$P(v) = 0.5 \cdot \rho \cdot S \cdot v^3 \quad (\text{II.22})$$

La densité de puissance disponible sur un site par unité de surface, peut se mettre sous la forme [41] :

$$\bar{P} = 0.5 \cdot \rho \cdot \overline{v^3} \quad (\text{II.23})$$

On distingue généralement deux méthodes pour évaluer la densité de puissance sur le site. La première repose sur les données qui ont été mesurées, tandis que la seconde s'appuie sur la fonction de distribution de probabilité.

- Première méthode

La densité de puissance moyenne est donnée par la relation suivante [3], en utilisant la moyenne arithmétique:

$$\bar{P} = 0.5 \cdot \frac{1}{N} \cdot \sum_1^N \rho_i \cdot v_i^3 \quad (\text{II.24})$$

Où ρ_i et v_i représentent respectivement la densité de l'air et la vitesse du vent mesurées à un instant donné, et N est le nombre total des mesures .

- Deuxième méthode

En s'appuyant sur la définition de la puissance par unité de surface donnée, on est en mesure d'exprimer la densité de puissance éolienne en se basant sur la fonction de densité de probabilité de la loi de Weibull [39 49] :

$$\bar{P} = 0.5 \cdot \rho \cdot C^3 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{3}{K}\right) \quad (\text{II.25})$$

Ainsi, la densité énergétique moyenne s'écrit :

$$\overline{E_m} = 0.5 \cdot \rho \cdot C^3 \cdot \Gamma \left(1 + \frac{3}{K} \right) \cdot T \quad (\text{II.26})$$

Où T est le nombre d'heures comprises dans un nombre de journée d'une période définie.

III.2 Classement des sites selon leurs ressources éoliennes (PNL)

La classification PNL, élaborée par Elliott et al en 1987, constitue une méthode de classification des ressources éoliennes. Chaque catégorie (de 1 à 7) affiche une fourchette de densité d'énergie éolienne en (W/m²) et une plage de vitesse moyenne équivalente en (m/s) à diverses altitudes.

- ❖ Classe1 : considérée comme une zone non adaptée à de telles installations énergétiques.
- ❖ Classe2 où $4,4 \leq \bar{v} \leq 5,2$ m/s : c'est une zone marginale pour le développement de l'énergie éolienne.
- ❖ Classe3 où $5,2 \leq \bar{v} \leq 5,6$ m/s : c'est une zone propice au développement de l'énergie éolienne utilisant des pylônes très hauts.
- ❖ A partir de la classe4, où $\bar{v} \geq 5,6$ m/s : le site est considéré comme adapté aux applications éoliennes.

IV. Le gisement éolien en Algérie

IV.1 Introduction

Le sud Algérien comporte un gisement du vent très important. Il est impératif de l'évaluer afin de l'exploiter pour mettre en adéquation la production énergétique, avec les besoins de la population en termes d'énergie.

Dans ce cadre, plusieurs travaux en été élaboré pour l'évaluation et l'estimation du potentiel éolien en Algérie à 10 mètre du sol. A ce titre, notons d'abord la contribution de Kasbadji ([31] [42]) Challali et autre [2] pour l'établissement de l'atlas des vents.

Et concernant l'évaluation du gisement éolien nous citons les travaux de Himri et al ([7] [37] [48]) Boudia et autre ([8] [43]), Guerri et autres [30], Kheder-Haddouche et autres [50] Benmedjahed et autre ([19] [46] [47] [52]), A.Abderrahim et autre [44].

Dans notre travail, notre choix s'est focalisé sur la région de Tindouf. Pour cela on va étaler l'évaluation du potentiel éolien sur une période de 74 ans en se basant sur les données horaires des vitesses du vent à 10 mètre du sol, le calcul des paramètres de Weibull par la méthode des maximum de vraisemblance ainsi que l'évaluation de la vitesse moyenne et la puissance par mètre carré nous permettra d'en juger si le site de Tindouf est favorable pour l'implantation d'un éventuelle parc éolien.

IV.2. potentiel éolien cas de Tindouf

IV.2.1. Présentation du site

La wilaya de Tindouf se situe à l'extrême ouest de l'Algérie, elle est limitée, au nord par le Maroc, au nord-est par la wilaya de Béchar et le Sahara occidental, à l'est par la wilaya d'Adrar et au sud par la Mauritanie. Sa superficie est de 159 000 km².



Figure (II.11) : Position de Tindouf

IV.2.2. Traitement et analyse des données des vitesses du vent

Les coordonnées géographiques de la station météo de Tindouf, ainsi la période de mesure sont données par le tableau (II.3).

Stations	Station code (AWS)	Longitude (°)	Latitude (°)	Altitude (m)	Measurement Period
Tindouf	606560	-8,167	27.7	442.9	19/03/1943 31/12/2017

Tableau(II.3) : Les coordonnées géographiques de la station météo de Tindouf

Une base de données obtenue par "NCDC Climate Data Online", contenant la vitesse et la direction du vent de chaque heure durant près de 74ans.

V. Résultat et discussions

V.1 Les paramètres de Weibull

Les paramètres de Weibull ont été calculés et tracés. Les histogrammes de fréquence annuels, saisonniers et mensuels et les courbes de Weibull sont présentés sur la base d'une base de données à dix mètres du sol pour Tindouf. Les courbes de Weibull annuelles et histogramme de fréquences sont donnés par la figure II.12

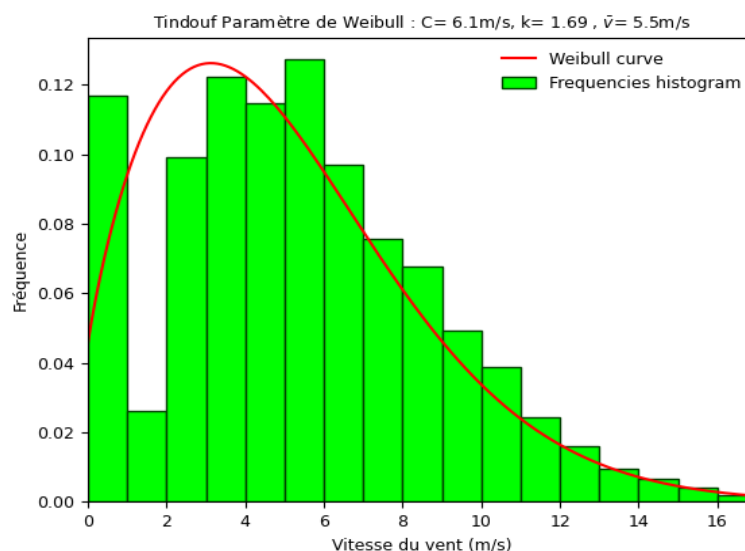


Figure (II.12) : Courbes de Weibull annuelles et histogrammes de fréquence

Le tableau suivant donne les paramètres de Weibull et la vitesse moyenne du vent à 10m du sol.

	<i>paramètre C (m/s)</i>	<i>paramètre k</i>	<i>Vmoy (m/s)</i>
<i>Moyenne</i>	<i>6,1</i>	<i>1,69</i>	<i>5,5</i>

Tableau (II.4) : Paramètres de Weibull et vitesse moyenne 10 m du sol

➤ Étude Annuel

D'après la figure (II.11), on peut dire que le paramètre d'échelle annuel C est de 6,1 m/s, le paramètre de forme annuel k est de 1,69 et la vitesse du vent est de 5,5 m/s. Nous avons également noté que le plus grand pourcentage de la classe de vitesse du vent [5, 6[est égal à 12,70%, tandis que la proportion de vent calme est égale à 11,69%.

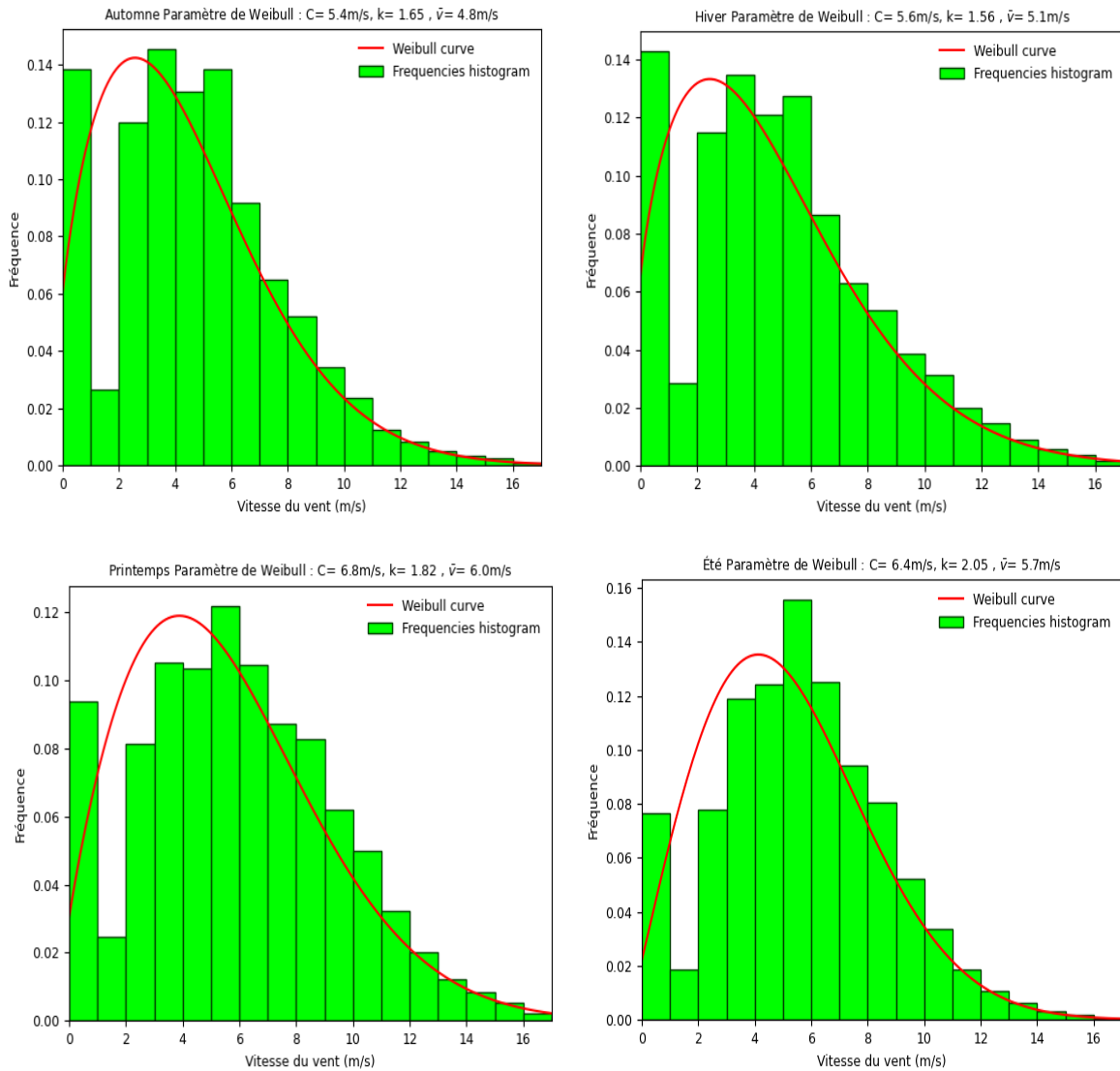
Ainsi, on conclut que la distribution est dispersée et que cet emplacement est propice pour un développement de l'énergie éolienne en raison des vitesses du vent constantes et relativement élevées. La combinaison des paramètres d'échelle et de forme annuelle, ainsi que la distribution observée de la vitesse du vent, indiquent que l'environnement favorable pour exploiter efficacement l'énergie éolienne. Cela signifie que le vent à cet endroit est constamment fort, ce qui le rend idéal pour produire de l'énergie éolienne.

Le pourcentage élevé de vitesses du vent [5, 6[conforte en outre cette conclusion. De plus, la proportion du vent calme est relativement faible, ce qui indique que l'absence du vent est rare, ce qui est crucial pour une production efficace d'énergie éolienne.

Dans l'ensemble, ces résultats suggèrent que cet emplacement présente un grand potentiel pour le développement réussi de l'énergie éolienne.

Les figures suivantes (II.13 et II.14) vont représenter les courbes saisonnières et mensuelles

➤ **Étude Saisonnière**



Figure(II.13) : Courbes de Weibull saisonnières et histogrammes de fréquence

Le tableau suivant donne les paramètres de Weibull et la vitesse moyenne du vent à 10m du sol.

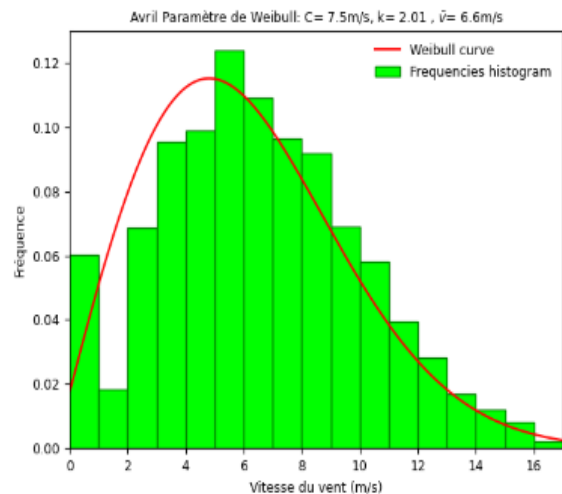
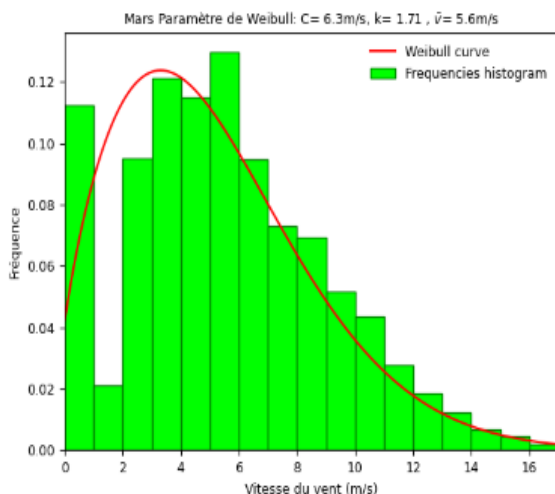
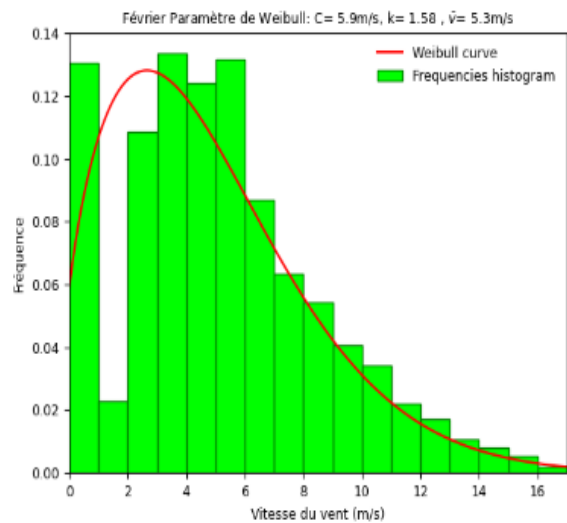
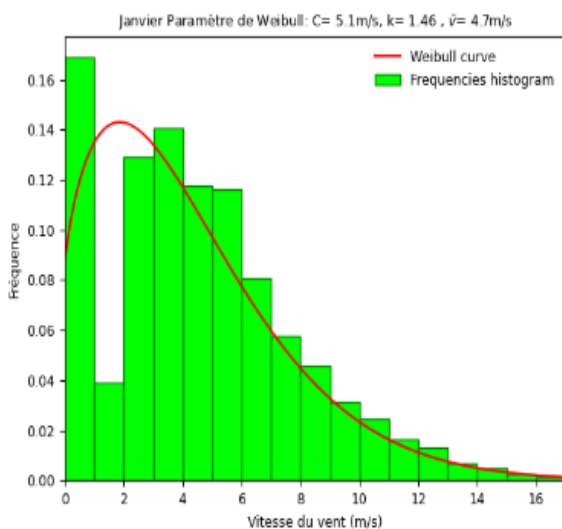
	<i>paramètre C (m/s)</i>	<i>paramètre k</i>	<i>Vmoy (m/s)</i>
<i>Automne</i>	5.4	1.65	4.8
<i>Hiver</i>	5.6	1.56	5.1
<i>Printemps</i>	6.8	1.82	6.0
<i>été</i>	6.4	2.05	5.7

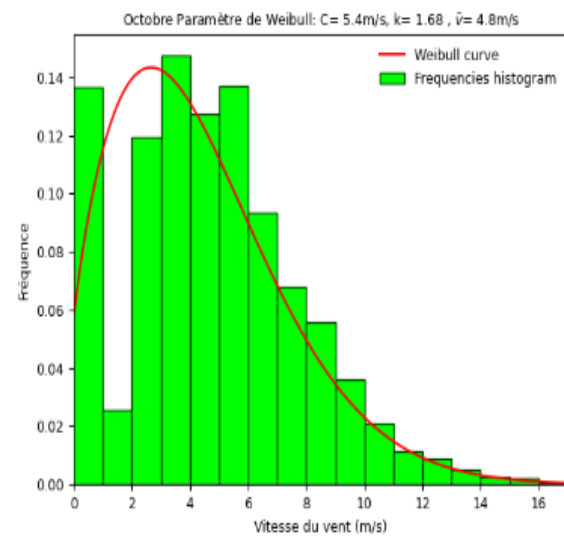
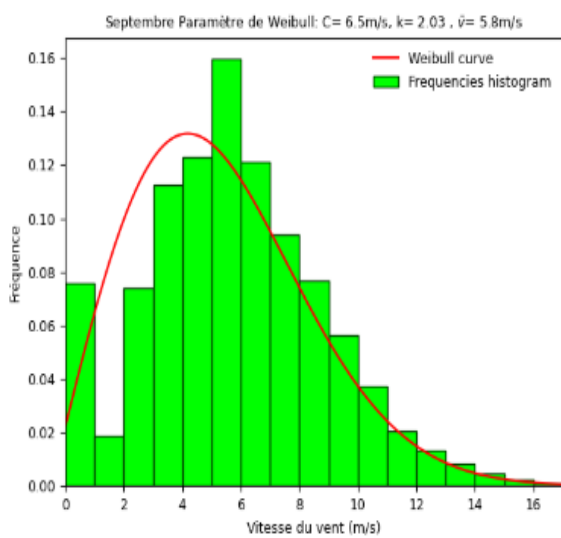
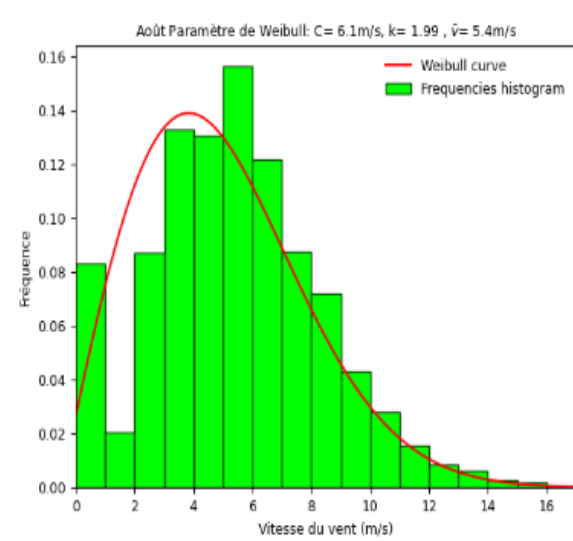
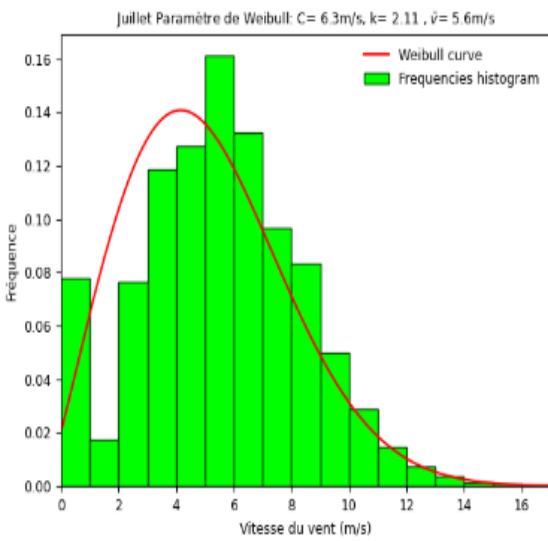
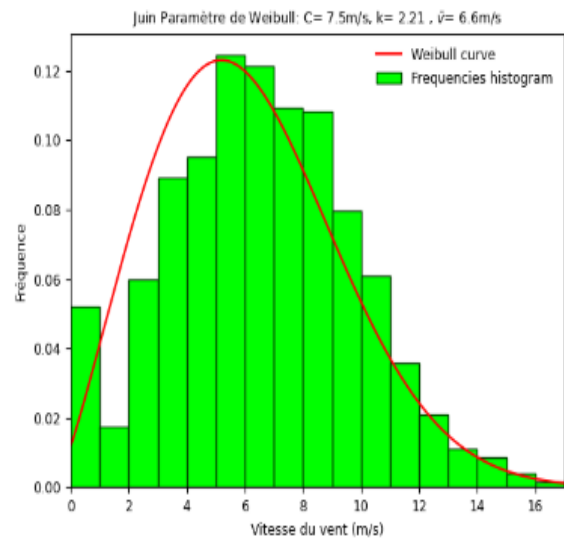
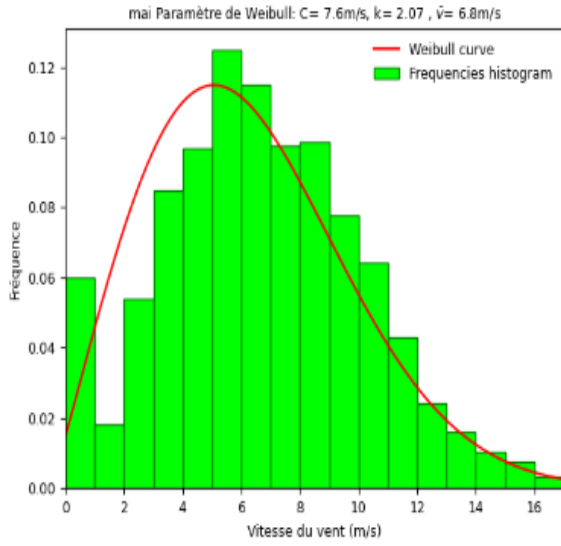
Tableau(II.5) : Paramètres de Weibull et vitesse moyenne 10 m du sol

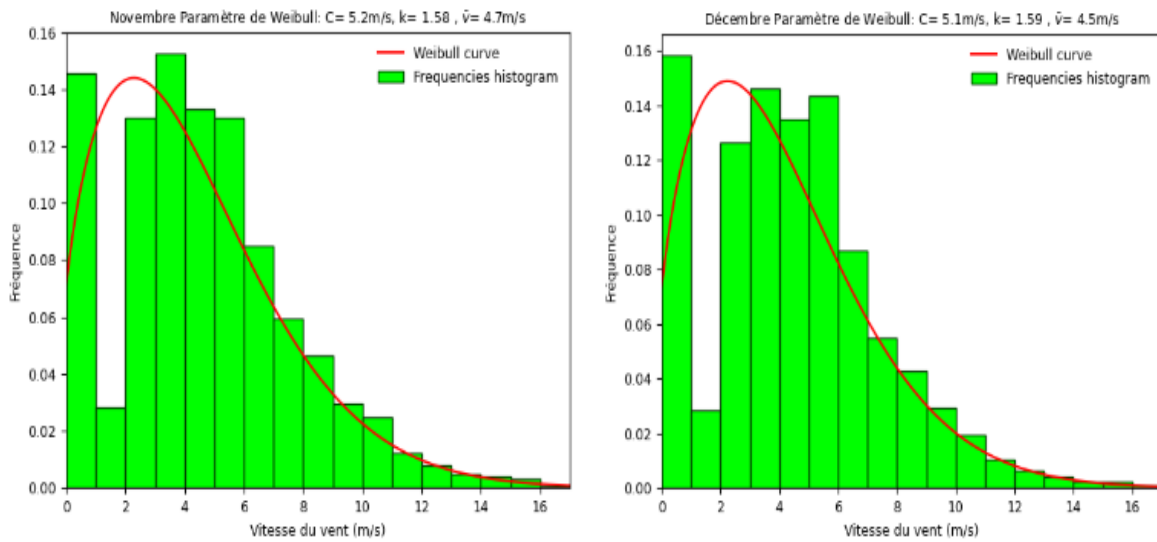
Selon les valeurs du paramètre de forme saisonnière, la distribution saisonnière est dispersée, sauf en été, où la distribution est stable autour de 2,05.

Cependant, les autres valeurs saisonnières de k varient de 1,56 (en hiver) à 1,82 (au printemps). Le paramètre d'échelle saisonnière s'étend de 5,4 m/s (en automne) à 6,8 m/s (au printemps). La vitesse varie de 4,8 m/s (en automne) à 6 m/s (au printemps). Les fréquences calmes varient de 7,66 % (en été) à 14,28 % (en hiver), la classe des vitesses du vent [3, 4] ayant le pourcentage le plus élevé en automne (14,46 %) et en hiver (13,55 %). Alors que la classe des vitesses du vent [5, 6] a le pourcentage le plus élevé au printemps (12,17 %) et en été (15,57 %).

➤ Étude Mensuelle







Figure(II.14) : Courbes de Weibull mensuelles et histogrammes de fréquence

Le tableau suivant donne les paramètres de Weibull et la vitesse moyenne du vent à 10m du sol.

	<i>paramètre C (m/s)</i>	<i>paramètre k</i>	<i>Vmoy (m/s)</i>
<i>Janvier</i>	<i>5.1</i>	<i>1.46</i>	<i>4.7</i>
<i>Février</i>	<i>5.9</i>	<i>1.58</i>	<i>5.3</i>
<i>Mars</i>	<i>6.3</i>	<i>1.71</i>	<i>5.6</i>
<i>Avril</i>	<i>7.5</i>	<i>2.01</i>	<i>6.6</i>
<i>Mai</i>	<i>7.6</i>	<i>2.07</i>	<i>6.8</i>
<i>Juin</i>	<i>7.5</i>	<i>2.21</i>	<i>6.6</i>
<i>Juillet</i>	<i>6.3</i>	<i>2.11</i>	<i>5.6</i>
<i>Aout</i>	<i>6.1</i>	<i>1.99</i>	<i>5.4</i>
<i>Septembre</i>	<i>6.5</i>	<i>2.03</i>	<i>5.8</i>
<i>Octobre</i>	<i>5.4</i>	<i>1.68</i>	<i>4.8</i>
<i>Novembre</i>	<i>5.2</i>	<i>1.58</i>	<i>4.7</i>
<i>Décembre</i>	<i>5.1</i>	<i>1.50</i>	<i>4.5</i>

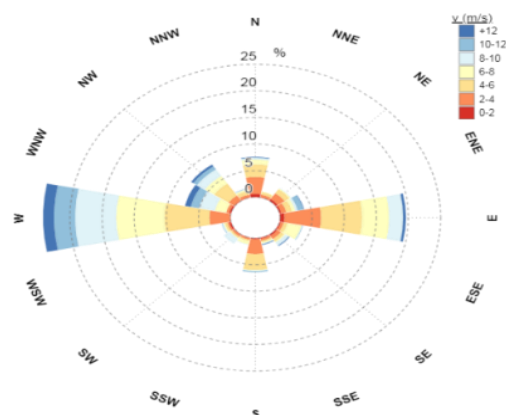
Tableau(II.6) : Paramètres de Weibull et vitesse moyenne 10 m du sol

Pour la distribution mensuelle, le paramètre de forme mensuelle varie de 1,46 (janvier) à 2,11 (juin). La répartition semble être stable d'avril à septembre. Mais c'est dispersé pour le reste de l'année. La vitesse mensuelle varie de 4,5 m/s (décembre) à 6,8 m/s (mai), indiquant que l'endroit est venteux, tandis que le paramètre d'échelle mensuelle varie de 5,1 m/s (janvier et décembre) à 7,6 m/s (mars). La classe de vitesse du vent [5, 6 [a le pourcentage le plus élevé de mars à septembre, allant de 12,38 % en mai à 16,21 % en juillet, tandis que la proportion de vent calme varie de 5,24 % en juin à 16,90 % en janvier. Dans les mois restants de l'année, la classe de vitesse du vent [5, 6 [présente le pourcentage le plus élevé, allant de 13,43 % en février à 15,34 % en novembre. Dans l'ensemble, les conditions de vent à cet endroit sont caractérisées par une variation significative des paramètres de vitesse et d'échelle tout au long de l'année. Les mois de mai et juin connaissent les vitesses de vent les plus élevées, avec des vitesses atteignant jusqu'à 6,8 m/s. À l'inverse, janvier et décembre ont les vitesses de vent les plus faibles, avec une moyenne de 4,5 m/s. La classe de vitesse du vent [5, 6[domine la majeure partie de l'année, constituant le pourcentage le plus élevé de vitesses du vent de mars à septembre. Cependant, la proportion de vents calmes varie considérablement, janvier ayant le pourcentage le plus élevé à 16,90 % et juin le pourcentage le plus bas à 5,24 %. Au cours des mois restants, la classe de vitesse du vent [5, 6[reste la plus populaire.

V.2. La rose des vents

Les roses des vents annuelles et saisonnières ont également été respectivement tracées pour la localité de Tindouf à dix mètres du sol, Figure (II.14) et Figure(II.15).

➤ Annuelle

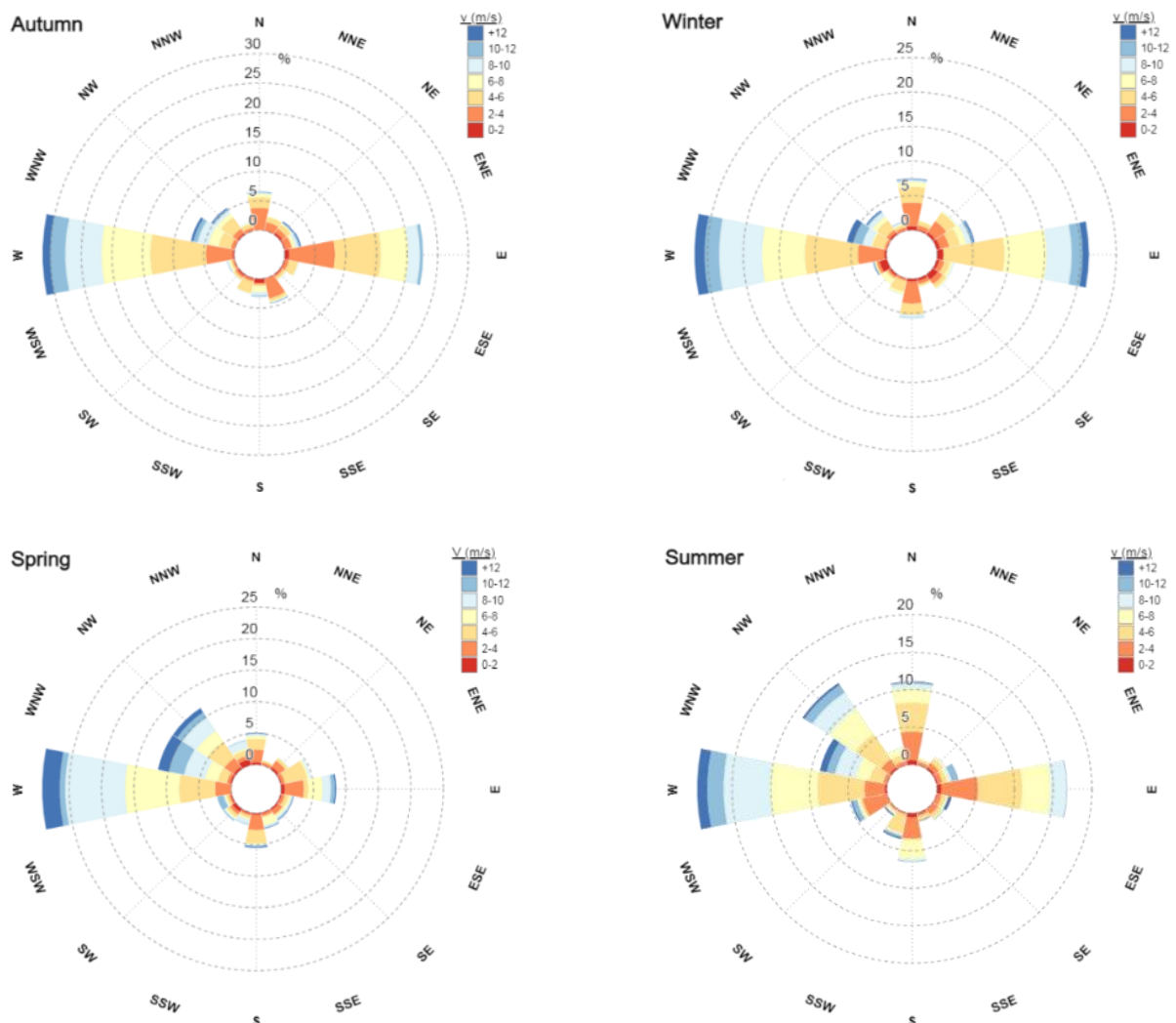


Figure(II.15) : Rose des vents annuels

Le secteur dominant se situe à l'ouest, qui représente 29,4% du temps de vent. Les classes de vitesse du vent [4-6] et [6-8] pour ce secteur sont estimées représenter respectivement 7 % et 7,5 % du temps de vent, tandis que le secteur Est prédominant, qui représente 20,4 % du temps de vent. Les classes de vitesse du vent [2-4] et [4-6] sont les plus répandues pour le secteur Est, représentant respectivement 5,7 % et 6,4 % du temps de vent. Les classes de vitesse du vent [6-8] et [8-10] pour le secteur est sont estimées représenter respectivement 4,6 % et 4,2 % du temps de vent.

Dans l'ensemble, le secteur ouest présente un pourcentage de temps de vent légèrement plus élevé, mais le secteur est présente une plus grande variété de classes de vitesse du vent.

➤ Saisonnière



Figure(II.16) : Roses des vents saisonniers

En automne, le secteur dominant est celui de l'ouest, qui représente 32 % du temps de vent. Les classes de vitesse du vent [4-6] et [6-8] pour ce secteur sont estimées représenter respectivement 7,8 % et 6,3 % du temps de vent. Bien que le secteur soit le deuxième plus dominant, il représente à proprement parler 24,2 % du temps de vent. Les classes de vitesse du vent [2-4] et [4-6] sont les plus répandues pour le secteur est, représentant 8,2 % et 6,8 % du temps de vent, respectivement. Dans l'ensemble, la répartition des secteurs éoliens et des classes de vitesse du vent varie tout au long de l'année.

En hiver, le secteur ouest devient le secteur dominant, représentant 37 % du temps de vent. Les classes de vitesse du vent [4-6] et [6-8] dans ce secteur représentent respectivement 9,1 % et 7,5 % du temps de vent. Le secteur est reste le deuxième secteur dominant en hiver, représentant 26,3 % du temps de vent. Il est intéressant de noter que les classes de vitesse du vent [2-4] et [4-6] restent les plus répandues dans le secteur est, représentant respectivement 8,9 % et 7,3 % du temps de vent.

La direction du vent prédominante en hiver est l'ouest, représentant 26,4 % du temps de vent. Les classes de vitesse du vent [4-6] et [6-8] devraient représenter respectivement 7,3 % et 5,7 % du temps de vent pour ce secteur. L'autre direction principale est l'est, qui représente 21,3 % du temps de vent ; les classes de vitesse du vent [2-4] et [4-6] sont les plus répandues dans le secteur est, représentant respectivement 8,1 % et 9,5 % du temps de vent. En revanche, le secteur ouest connaît une configuration de vent différente. La direction du vent dominant en hiver est l'est, représentant 19,8 % du temps de vent. Les classes de vitesse du vent [2-4] et [4-6] sont également dominantes dans ce secteur, représentant respectivement 10,2 % et 9,6 % du temps de vent. Cependant, les classes de vitesse du vent [6-8] et [8-10] devraient augmenter en fréquence, représentant respectivement 5,3 % et 3,9 % du temps de vent pour le secteur ouest. Dans l'ensemble, ces résultats mettent en évidence la variabilité des configurations de vent et des classes de vitesse selon les différents secteurs.

Au printemps, la direction dominante du vent est l'ouest, ce qui équivaut à 28,4 % du temps de vent. Les classes de vitesse du vent [6-8] et [8-10] sont prévues pour ce secteur à 8 % et 9,2 % du temps de vent, respectivement. Les deuxièmes directions dominantes sont l'ouest-nord-ouest (WNW) et le nord-ouest (NW), qui ont respectivement 11,3% et 11,4% de temps de vent ; les classes de vitesse du vent [6-8] pour l'ouest-nord-ouest (WNW) et le nord-ouest (NW) représentent respectivement 1,9 % et 2,2 %, tandis que les classes de vitesse du vent [8-10] représentent respectivement 3,6 % et 2,3 %. Les configurations de vent et les classes de vitesse varient considérablement selon les différents secteurs.

Au printemps, la direction du vent dominant est l'ouest, représentant environ 28,4 % de la durée totale du vent. Dans ce secteur, les vitesses du vent appartiennent aux classes [6-8[et [8-10[, représentant respectivement 8 % et 9,2 % du temps de vent. Cependant, les deuxièmes directions de vent les plus dominantes, soit l'ouest-nord-ouest (WNW) et le nord-ouest (NW), ont un temps de vent légèrement inférieur, à 11,3 % et 11,4 %, respectivement. Dans ces directions, les classes des vitesses du vent [6-8 [représentent 1,9% et 2,2% du temps de vent. En été, le secteur ouest représente 24,6 % du temps de vent, tandis que le secteur est est représenté environ 12,6 % du temps de vent ; les classes de vitesse du vent [4-6 [, [6-8 [et [8-10 [devraient représenter respectivement 6,4 %, 6,5 % et 6,1 % du temps de vent pour le secteur ouest, tandis que la vitesse du vent les classes [2-4 [et [4-6 [sont les plus répandues pour le secteur est , représentant respectivement 5 % et 5,9 % du temps de vent.

V.3. La densité de puissance

La densité d'énergie éolienne mensuelle, saisonnière et annuelle de la région de Tindouf à dix mètres du sol est présentée dans la figure suivante :

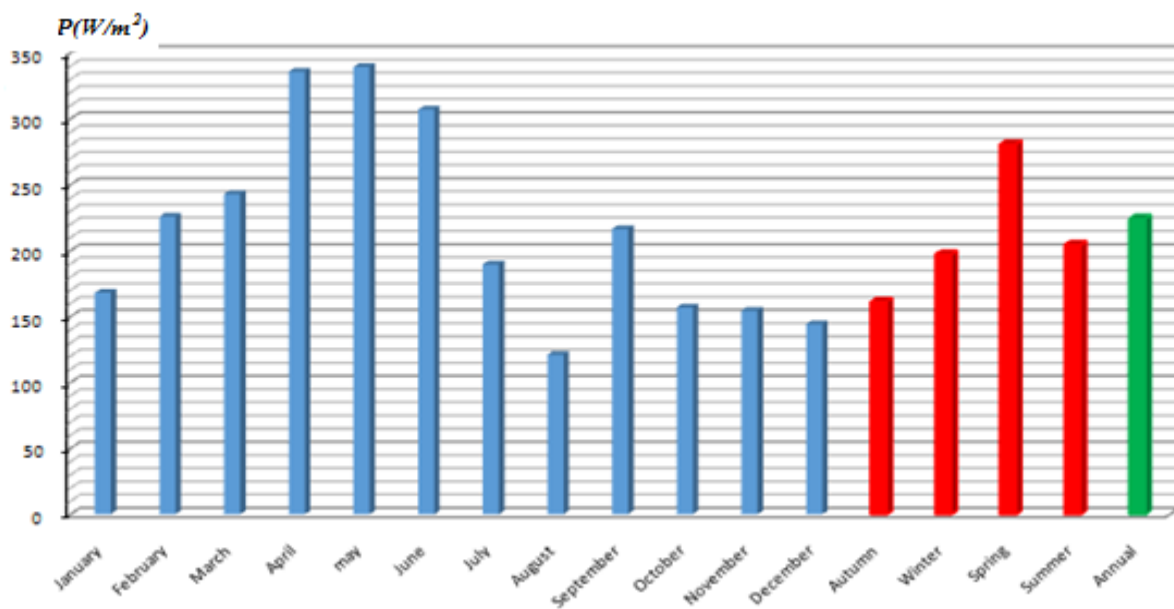


Figure (II.17) : Densité d'énergie éolienne mensuelle, saisonnière et annuelle

La localité de Tindouf a connu une bonne densité d'énergie éolienne en mai (339,20 W/m²). Pour le reste de l'année, la densité mensuelle varie de 121,60 W/m² en août à 335,85 W/m² en avril, tandis que la densité saisonnière moyenne varie de 161,38 W/m² en automne à 280,87 W/m² au printemps. En conséquence, la densité annuelle est égale à 224,37 W/m².

Comme on peut le constater, la localité de Tindouf est classée parmi les 4èmes classes du PNL. Cela indique que c'est un endroit idéal pour les parcs éoliens. Il est nécessaire d'exploiter l'énergie autant que possible en utilisant les vents fort de l'ouest. De ce fait, les rangées d'éoliennes doivent être orientées perpendiculairement à l'ouest. Nous pouvons générer une quantité d'énergie qui augmente continuellement de janvier jusqu'à atteindre son maximum en mai, puis commence à diminuer dans les mois suivants, à l'exception de septembre, et le printemps est la saison optimale pour la production globale d'énergie éolienne.

VI. CONCLUSIONS

Dans ce chapitre, des données du vent sur 74 ans allant de 19/03/1943 jusqu'à 31/12/2017 ont été utilisées pour estimer la ressource éolienne de Tindouf située dans le sud de l'Algérie, on conclut que :

- ✓ Le paramètre de forme mensuelle varie de 1,46 (janvier) à 2,11 (juin) pour la distribution mensuelle. Mais la répartition est stable d'avril à septembre. Cependant, le reste de l'année, elle est dispersée, tandis que la répartition saisonnière est dispersée, sauf en été, où la répartition est stable autour de 2,05. Cependant, les autres valeurs saisonnières de k variaient de 1,59 (hiver) à 1,82 (printemps). En conséquence, la distribution annuelle est dispersée, avec k égal à 1,68.
- ✓ Le paramètre d'échelle mensuelle varie de 5,1 m/s (janvier et décembre) à 7,6 m/s (mai). La vitesse mensuelle varie de 4,5 m/s (décembre) à 6,8 m/s (mai), tandis que le paramètre d'échelle saisonnière va de 5,4 m/s (automne) à 6,8 m/s (printemps) et la vitesse varie de 4,8 m/s (automne) à 6 m/s (printemps). En conséquence, le paramètre

d'échelle annuelle C est de 6,6 m/s et la vitesse du vent est de 5,5 m/s, ce qui signifie qu'il s'agit d'une région venteuse.

- ✓ Le secteur dominant est l'Ouest, qui représente 29,4% du temps de vent ; les classes de vitesse du vent sont dans les intervalles [4-6[et [6-8[m/s pour ce secteur sont estimées représenter respectivement 7 % et 7,5 % du temps de vent.

La localité de Tindouf bénéficie d'une bonne densité d'énergie éolienne en mai égale à 339,20 W/m². Cependant, les autres mois, la densité mensuelle varie de 121,60 W/m² en août à 335,85 W/m² en avril, tandis que la densité saisonnière moyenne varie de 161,38 W/m² en automne à 280,87 W/m² au printemps, et la densité annuelle la densité est égale à 224,37 W/m².

Ce pendant cette wilaya possède une seule station de mesure météorologique où les coordonnées sont déjà données dans le tableau précédant (voir Tableau II.3) ce qui implique que tous les résultats obtenus sont valables seulement pour la zone moyenne de la station et non pour tout la localité de Tindouf, cela pose un problème dans le cas où on cherche un emplacement propice pour l'implantation d'un parc éolien car les données du vent traitées sont obtenues à partir d'une seule station de mesure ce qui est insuffisant.

D'autre part l'implantation d'éventuel parcs éoliens nécessite une parfaite connaissance des lieux (*relief, climat, géologie, ...*), ce qui sera l'objet d'étude dans notre prochain chapitre.

Bibliographie

- [1] J. P. Hennessey, « A Comparison of the Weibull and Rayleigh Distributions for Estimating Wind Power Potential », *Wind Engineering*, vol. 2, n° 3, p. 156-164, 1978.
- [2] F. Chellali, A. Khellaf, A. Belouchrani, et A. Recioui, « A contribution in the actualization of wind map of Algeria », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, n° 2, p. 993-1002, 2011.
- [3] Z. Djurisić et J. Mikulović, « A model for vertical wind speed data extrapolation for improving wind resource assessment using WASP », *Renewable Energy*, juin 2012, doi: 10.1016/j.renene.2011.11.016.
- [4] W. Weibull, « A Statistical Distribution Function of Wide Applicability », *Journal of Applied Mechanics*, vol. 18, n° 3, p. 293-297, sept. 1951, doi: 10.1115/1.4010337.
- [5] R. Bisht, « An Introduction to Boundary Layer Meteorology », *Springer*, Consulté le: 30 octobre 2024.[Enligne].Disponiblesur: <https://www.academia.edu>
- [6] I. Pobočíková, Z. Sedláčková, et M. Michalková, « Application of Four Probability Distributions for Wind Speed Modeling », *Procedia Engineering*, vol. 192, p. 713-718, 2017, doi: 10.1016/j.proeng.2017.06.123.
- [7] Y. Himri, S. Himri, et A. Boudghene Stambouli, « Assessing the wind energy potential projects in Algeria », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, n° 8, p. 2187-2191, 2009.
- [8] S. M. Boudia et J. A. Santos, « Assessment of large-scale wind resource features in Algeria », *Energy*, vol. 189, p. 116299, déc. 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.116299.
- [9] Ž. Đurišić et J. Mikulović, « Assessment of the wind energy resource in the South Banat region, Serbia », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, n° 5, p. 3014-3023, juin 2012, doi: 10.1016/j.rser.2012.02.026.
- [10] R. Hammouche, *Atlas vent de l'Algérie*. Alger: Office National de la Météorologie, 1991.
- [11] Rapin Marc, *Énergie éolienne: principes, études de cas / Marc Rapin, Jean-Marc Noël ; préface de Jean-Louis Bal*. in Technique et ingénierie Série Environnement et sécurité. Paris: Dunod l'Usine nouvelle, 2010.

- [12] N. Kasbadji Merzouk et M. Merzouk, « Estimation du potentiel énergétique éolien utilisable Application au pompage dans les Hauts Plateaux », *J. Ren. Energies*, vol. 9, n° 3, sept. 2006, doi: 10.54966/jreen.v9i3.826.
- [13] N. Fichaux, « Évaluation du potentiel éolien offshore et imagerie satellitale ».
- [14] N. O. Jensen, E. L. Petersen, et I. Troen, *Extrapolation of mean wind statistics with special regard to wind energy applications*. World Meteorological Organization Geneva, 1984. Consulté le: 31 octobre 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://library.wur.nl/WebQuery>
- [15] A. Garcia, J. L. Torres, E. Prieto, et A. de Francisco, « Fitting wind speed distributions: a case study », *Solar Energy*, vol. 62, n° 2, p. 139, 1998.
- [16] « Guide to Instruments and Methods of Observation (WMO-No. 8) | World Meteorological Organization ». Consulté le: 3 novembre 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://community.wmo.int>
- [17] A. V. J. Hewitt C. N., « Handbook of Atmospheric Science: Principles and Applications | Wiley », Wiley.com. Consulté le: 30 octobre 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.wiley.com/en-us/>
- [18] Khdiri F., A. Laouina, « L'énergie Éolienne au Maroc Gisement Dimensionnement », Rapport interne au Centre de développement des énergies renouvelables, Marrakech, Maroc, 1986.
- [19] M. Benmedjahed et R. Maouedj, *L'impacte d'un parc éolien sur l'environnement au sud Algérien*. 2017.
- [20] P.-P. Kastendeuch, « La mesure du vent : conventions, instruments et données », *rge*, vol. 40, n° 3, juin 2000, doi: 10.4000/rge.4093.
- [21] P. Gipe, « Le Grand Livre de l'Eolien », WIND WORKS. Consulté le: 30 octobre 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://wind-works.org/books>
- [22] Jean-Christian Lhomme, « Les énergies renouvelables by (2004-03-19) · Livre d'occasion ». Consulté le: 30 octobre 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.ammareal.fr>
- [23] H. Schmitt-Foudhil, « Météorologie de la couche limite atmosphérique ».
- [24] J. P. Triplet G. Roche, *Météorologie générale*. Consulté le: 30 octobre 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.decitre.fr/livres>
- [25] J. G. Boumahrat M., « Méthodes Numériques Appliquées ». Consulté le: 31 octobre 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://ulyse.univ-lorraine.fr/>
- [26] B. Garel, *Modelisation Probabiliste Et Statistique. Resume De Cours Et Annales Corrigees*.

- [27] J. V. Seguro et T. W. Lambert, « Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy analysis », *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 85, n° 1, p. 75-84, mars 2000, doi: 10.1016/S0167-6105(99)00122-1.
- [28] C. G. Justus, W. R. Hargraves, et A. Yalcin, « Nationwide Assessment of Potential Output from Wind-Powered Generators », *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, vol. 15, n° 7, p. 673-678, juill. 1976, doi: 10.1175/1520-0450(1976)015<0673:NAOPOF>2.0.CO;2.
- [29] « Optimisation de l'estimation du gisement éolien de Béni-Saf - Algérie - SIDI MOHAMMED BOUDIA », Africa Vivre. Consulté le: 3 novembre 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.laboutiqueafricavivre.com>
- [30] O. Guerri, A. Dali, S. M. Boudia, et N. Yassaa, « Performance evaluation of a wind farm using different power density distributions », *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, vol. 46, n° 1, p. 9312-9324, déc. 2024, doi: 10.1080/15567036.2020.1775727.
- [31] N. K. Merzouk, « Pour l'obtention du titre de : ».
- [32] P. C. Putnam, *Power from the wind*, New impression edition. New York: Van Nostrand Reinhold Inc.,U.S, 1974.
- [33] « Prandtl, L. (1904) über Flüssigkeitsbewegung bei sehr kleiner Reibung. Verhandl III, Intern. Math. Kongr. Heidelberg, Auch Gesammelte Abhandlungen, 2, 484-491. - References - Scientific Research Publishing ». Consulté le: 3 novembre 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.scirp.org>
- [34] « République Algérienne Démocratique et Populaire ».
- [35] Y. Himri, A. Boudghene Stambouli, B. Draoui, et S. Himri, « Review of wind energy use in Algeria », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, n° 4, p. 910-914, mai 2009, doi: 10.1016/j.rser.2008.02.006.
- [36] J. Garratt, « Review: the atmospheric boundary layer », *Earth-Science Reviews*, vol. 37, n° 1-2, p. 89-134, oct. 1994, doi: 10.1016/0012-8252(94)90026-4.
- [37] M. J. M. Stevens et P. T. Smulders, « The Estimation of the Parameters of the Weibull Wind Speed Distribution for Wind Energy Utilization Purposes », *Wind Engineering*, vol. 3, n° 2, p. 132-145, 1979.
- [38] E. G. Pavia et J. J. O'Brien, « Weibull Statistics of Wind Speed over the Ocean », *J. Climate Appl. Meteor.*, vol. 25, n° 10, p. 1324-1332, oct. 1986, doi: 10.1175/1520-0450(1986)025<1324:WSOWSO>2.0.CO;2.
- [39] M. R. Patel, *Wind and solar power systems*. Boca Raton: CRC Press, 1999.

- [40] A. S. Ahmed, « Wind energy as a potential generation source at Ras Benas, Egypt », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, n° 8, p. 2167-2173, oct. 2010, doi: 10.1016/j.rser.2010.03.006.
- [41] J. F. Manwell, « Wind Energy Explained: Theory, Design and Application ».
- [42] N. Kasbadji, « Wind energy potential of Algeria », *Renewable Energy*, vol. 21, p. 553-562, nov. 2000, doi: 10.1016/S0960-1481(00)00090-2.
- [43] S. M. Boudia, A. Benmansour, et M. Tabet Hellal, « Wind Energy Resource Assessment at Tindouf Region, Extreme Southwest of Algeria », *Applied Mechanics and Materials*, vol. 541-542, p. 972-976, mars 2014, doi: 10.4028/www.scientific.net
- [44] A. Abderrahim, N. Ghellai, Z. Bouzid, et Y. Menni, « Wind Energy Resource Assessment in South Western of Algeria », *Mathematical Modelling of Engineering Problems*, vol. 6, p. 157-162, juin 2019, doi: 10.18280/mmep.060201.
- [45] D. L. Elliot, *Wind Energy Resource Atlas of the United States*.
- [46] M. Benmedjahed, Z. Bouzid, et N. Ghellai, « Wind Potential Assessment of Ain Salah in Algeria; Calculation of the Cost Energy », *Int. J. Energy Power Eng.*, vol. 4, n° 2, Art. n° 2, févr. 2015, doi: 10.11648/j.ijepe.20150402.14.
- [47] M. Benmedjahed et R. Maouedj, *Wind Power Assessment In Algeria; Methods Development*. 2018, p. 6. doi: 10.1109/ICWEAA.2018.8605049.
- [48] Y. Himri, S. Himri, et A. B. Stambouli, « Wind power resource in the south-western region of Algeria », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, n° 1, p. 554-556, janv. 2010, doi: 10.1016/j.rser.2009.07.018.
- [49] M. Jamil, S. Parsa, et M. Majidi, « Wind power statistics and an evaluation of wind energy density », *Renewable Energy*, vol. 6, n° 5, p. 623-628, juill. 1995, doi: 10.1016/0960-1481(95)00041 H.
- [50] S. Kheder-Haddouche et S. M. Boudia, « Wind Resource Assessment at Illizi Site in the Algerian Sahara, with Environmental Analysis », in *2019 7th International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)*, nov. 2019, p. 1-6. doi: 10.1109/IRSEC48032.2019.9078262.
- [51] K. Philippopoulos, D. Deligiorgi, et G. Karvounis, « Wind Speed Distribution Modeling in the Greater Area of Chania, Greece », *International Journal of Green Energy - INT J GREEN ENERGY*, vol. 9, p. 174-193, févr. 2012, doi: 10.1080/15435075.2011.622020.
- [52] M. Benmedjahed, R. Maouedj, et S. Mouhadjer, « Wind turbine selection and wind farm design in Tindouf », vol. 12, juin 2017.

Chapitre 3

Analyse de l'état initial

Introduction

Lors de la première inspection du site, les aspects spécifiques (aspect remarquable, singularité, rareté), les éléments importants (qualité de l'environnement, degré de protection), et le contexte géographique (localisation, étendue, quantification) doivent tous être précisément et complètement définis [1]. Cette dernière va servir de feuille de route pour l'évaluation de l'impact environnemental du projet et de la restauration post-opérationnelle du site.

L'analyse initiale de l'état du site vise à fournir une base pour l'environnement physique, environnemental et humain du site avant la construction du projet. Il doit fournir des détails suffisants pour identifier, évaluer, et prioriser les effets potentiels de la ferme éolienne. Cela inclut des informations sur les caractéristiques physiques du site, telles que le relief, la géologie, et la biodiversité. De plus, il est important de prendre en compte les facteurs socio-économiques, tels que l'impact sur les communautés locales et les ressources naturelles. L'analyse initiale de l'état du site permettra également d'évaluer les mesures d'atténuation nécessaires pour minimiser les impacts négatifs potentiels du projet [2].

Ces mesures d'atténuation pourraient inclure la mise en place de mesures de protection de la faune et de la flore locale, ainsi que des stratégies pour minimiser les nuisances sonores et visuelles pour les résidents voisins. De plus, une évaluation approfondie des effets potentiels sur les ressources en eau et sur la qualité de l'air est essentielle pour assurer la durabilité environnementale du projet.

L'analyse des facteurs socio-économiques doit également prendre en compte les avantages potentiels du projet, tels que la création d'emplois locaux et le développement économique régional. Une consultation publique et une participation des parties prenantes sont des éléments clés de ce processus d'évaluation, afin d'assurer une transparence et une prise en compte des préoccupations de la communauté.

En résumé, une analyse approfondie de l'état du site et de ses impacts potentiels est essentielle pour garantir la réussite et la durabilité d'un projet de ferme éolienne [3].

I. Étude du milieu physique, naturel et humain de Tindouf

La wilaya de Tindouf est située dans l'extrême ouest de l'Algérie. Elle a été créée en 1984 suite à la division de la wilaya de Béchar. Le Maroc la limite au nord, la wilaya de béni Abbes au nord-est, le territoire non autonome du Sahara occidental à l'ouest, la wilaya d'Adrar à l'est et la Mauritanie à l'ouest [4].

I.1. Milieu physique

I.1.1. Relief

La wilaya de Tindouf fait partie d'un espace désert principalement dominé par le Hamada, une grande zone bordée par les montagnes de l'Atlas. La carte topographique de la Wilaya a été créée sur la base de l'Atlas Topographique Mondial [5] (voir figure (III.1)).

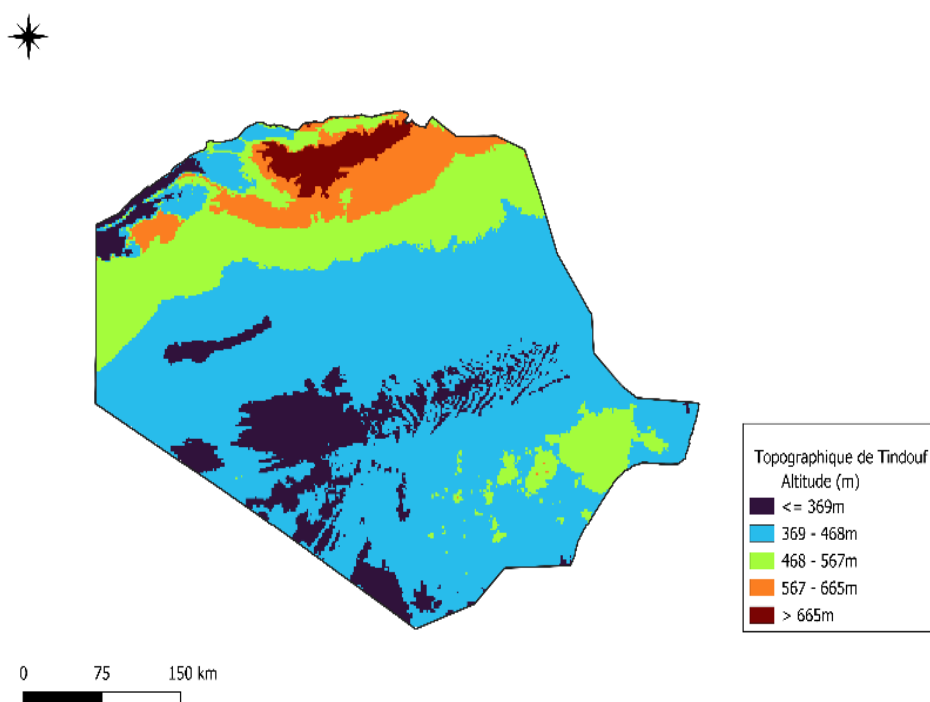


Figure (III.1) : Carte topographique de Tindouf [5]

La Hamada est caractérisée par des reliefs isocèles et une forme tabulaire prolongée. La Sebka a été construite dans la dépression, qui mesure environ 100 kilomètres de long et mesure environ 10 à 20 kilomètres de large dans la direction du sud-est.

Le massif Yetti-Eglab est constitué de terrains plats avec des intrusions de diorites. L'erg Iguidi s'étend vers l'est et recouvre le massif Eglab[4].

I.1.2. Climat

Le climat du désert de Tindouf est défini par une sécheresse extrême avec des précipitations peu fréquentes et légères, une chaleur extrêmement élevée avec des températures anormalement élevées pendant de longues périodes de temps, une radiation solaire extrêmement forte avec une durée record de soleil, et une humidité extrême très faible, selon la classification Köppen BWh[6]. Ces conditions font de Tindouf l'un des endroits les plus chauds et les plus secs de la Terre.

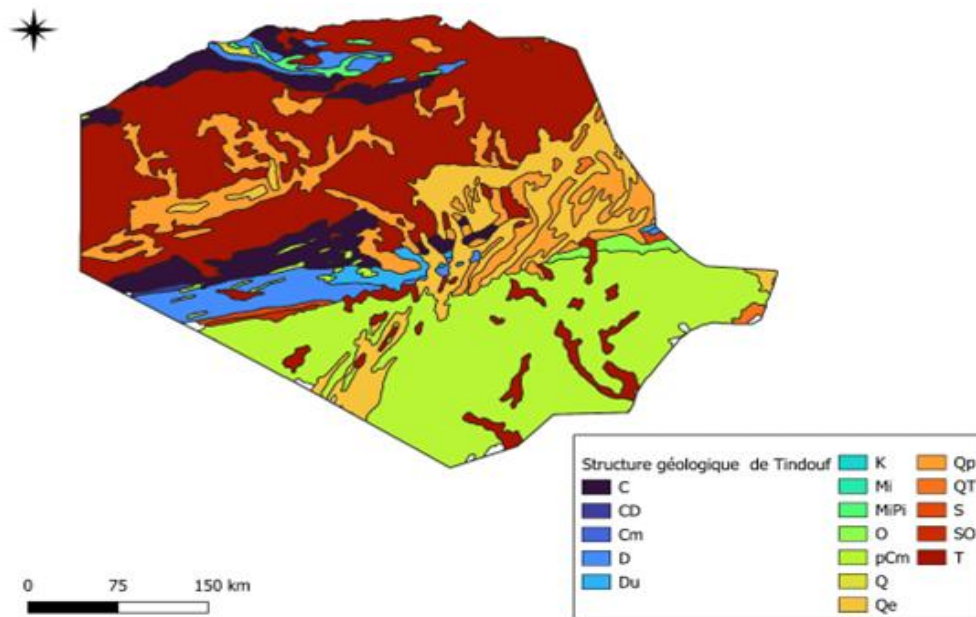
L'absence de précipitations et les températures élevées créent un environnement rude qui pose des défis à la fois pour la vie humaine et végétale. Dans cette région aride, la pénurie d'eau est une lutte constante qui oblige les habitants à s'appuyer fortement sur les puits souterrains et les méthodes de conservation de l'eau.

La chaleur brûlante rend difficile la prospérité des cultures, ce qui entraîne des possibilités agricoles limitées. En outre, l'absence de conditions adéquates pour la croissance de la végétation aggrave encore le processus de désertification de Tindouf, ce qui en fait un lieu difficile pour soutenir toute forme de vie.

I.1.3. Géologie

La structure géologique se caractérise par ses formations rocheuses uniques et divers dépôts minéraux. Ces formations ont été façonnées pendant des millions d'années à travers divers processus géologiques, ce qui a entraîné un paysage fascinant qui attire les géologues et les amateurs de nature du monde entier.

Une carte géologique de la région de Tindouf a également été créée à l'aide de l'Atlas géologique africain [24](voir figure (III.2)).



Figure(III.2) : La carte géologique de la région de Tindouf [24]

En outre, la structure de Tindouf joue un rôle important dans l'économie de la région car elle contient des ressources précieuses telles que le minerai de fer, le cuivre et les phosphates. Ces ressources sont extraites par le biais d'opérations minières, offrant des possibilités d'emploi et contribuant au développement économique de la région.

La structure géologique de Tindouf revêt également une grande importance en termes de potentiel d'exploration et de découverte de nouveaux gisements minéraux. La présence de ces précieuses ressources a conduit à des recherches et des investissements en cours dans la région dans le but de maximiser les avantages économiques tout en assurant des pratiques minières durables et responsables.

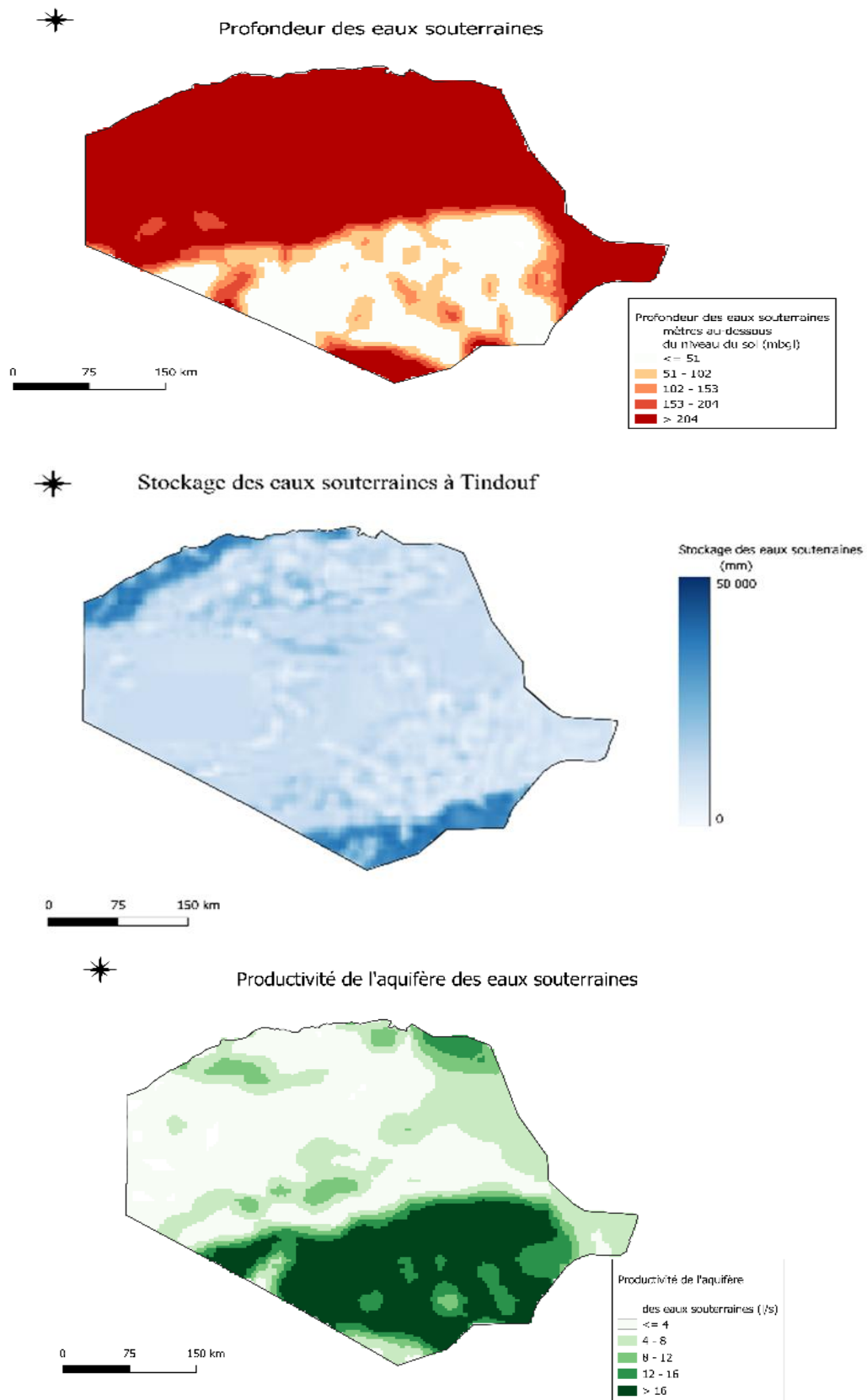
Dans l'ensemble, la structure géologique de Tindouf est un atout précieux pour l'Algérie, non seulement pour son importance géologique mais aussi pour sa contribution à l'économie du pays.

I.1.4. Hydrographie

Nous avons exploité et étudié des cartes des eaux souterraines de la région de Tindouf (Figure (III.3)), basées sur des recherches menées sur les cartes d'eau souterraine africaine [25]. Ces dernières fournissent une représentation visuelle claire de la distribution des eaux souterraines dans la région de Tindouf, mettant en évidence les zones où elles sont abondantes ou limitées.

Elles constituent un outil précieux pour la gestion des ressources en eau et la planification des activités agricoles et industrielles dans cette région. Le nombre de formations géologiques est de quatre :

- Le haut Viséen Nappe, qui est la principale source d'approvisionnement en eau potable de la ville de Tindouf, est obtenu à partir du réservoir Hassi Abdallah. La Nappe Hammadienne se caractérise par des débits variables de 2 à 15 l/s et possède une teneur élevée en sulfate et chlorure.
- La serviette de gradient de Devon est une serviette d'eau douce avec des taux d'extraction variables de 2 à 12 l/s, une bonne qualité chimique et des niveaux de résidus entre 0,6 et 1,50 g/l.
- Gambio Ordovicien est une région de la région sud de la Wilaya caractérisée par des taux d'écoulement très faibles. Les formations géologiques de Tindouf jouent un rôle crucial dans l'approvisionnement en eau de la ville.
- Le haut de Viséen Nappe, provenant du réservoir Hassi Abdallah, fournit de l'eau potable à la ville. Une autre formation importante est la Nappe Hammadienne, connue pour ses débits variables et sa teneur élevée en sulfate et chlorures.



Figure(III.3) : Cartes des eaux souterraines de la région de Tindouf

Malgré les défis posés par les faibles taux d'écoulement du Gambro Ordovicien dans la région sud de la Wilaya, Tindouf continue de dépendre d'une combinaison de formations géologiques pour son approvisionnement en eau. Le haut de Viséen Nappe, provenant du réservoir Hassi Abdallah, demeure une source cruciale d'eau potable pour la ville. Grâce à ses taux d'écoulement fiables, cette formation assure un approvisionnement constant en eau propre pour répondre aux besoins de la population.

La Nappe Hammadienne, bien que connue pour ses débits variables et sa teneur élevée en sulfate et chlorure, contribue également à l'approvisionnement en eau de la ville. Des efforts sont faits pour gérer et traiter l'eau de cette formation pour la rendre adaptée à la consommation. En outre, le plateau de gradient dévonien est une autre source importante d'eau pour Tindouf. Son eau douce et sa bonne qualité chimique en font une ressource précieuse, et les niveaux de résidus sont constamment dans une plage acceptable. Ces diverses formations géologiques soutiennent collectivement l'approvisionnement en eau de Tindouf, en veillant à ce que la ville puisse répondre aux exigences de ses habitants malgré les défis posés par les faibles taux d'écoulement dans certaines zones.

I.2. Milieu Naturel

I.2.1. Flore

Tindouf est un habitat écologique avec une biodiversité exceptionnelle, y compris des espèces endémiques comme l'écureuil de Barbarie, le goundi de l'Atlas, et le mouflon à manchettes. Il sert de sanctuaire pour une véritable enclave dans le Sahara, réservant des fleurs méditerranéennes et tropicales et fournissant un habitat pour diverses communautés de plantes du désert. La richesse des steppiques et des l'Arganier est due à leurs caractéristiques uniques. Malgré sa distribution limitée et sa faible densité, l'Arganier est une ressource écologique et économique précieuse. Il sert de modèle pour diverses disciplines scientifiques, y compris la botanique, la biologie, l'écologie, les ethnobotaniques, la pharmacie et la gestion des forêts.

La préservation de l'Arganier et de ses populations est une priorité mondiale en matière de conservation [3].

1.2.2. Faune

La faune de Tindouf est très diversifiée en raison de son emplacement géographique unique dans le sud-ouest de l'Algérie. On y trouve une grande variété d'animaux adaptés aux conditions désertiques, tels que les gazelles, les fennecs, et les reptiles. La région abrite également des oiseaux migrateurs qui font escale lors de leurs voyages entre l'Afrique subsaharienne et l'Europe. Ces oiseaux migrateurs apportent une touche de couleur et de diversité à la faune de Tindouf. Parmi les espèces les plus fréquemment observées, on compte les flamants roses, les cigognes et les hérons. Leur présence temporaire ajoute une dynamique saisonnière à l'écosystème de la région, offrant aux habitants et aux visiteurs l'opportunité d'admirer leur beauté et leur grace.

Ainsi, la faune de Tindouf est un véritable trésor naturel à préserver et à promouvoir. L'observation des cigognes et des hérons tout au long de leurs voyages migratoires entre l'Afrique subsaharienne et l'Europe est un exemple détaillé de la faune de Tindouf. Ces oiseaux migrent chaque année dans la région, ajoutant une touche de couleur et de diversité à la faune locale. Leur présence saisonnière crée une dynamique distincte [3].

I.3. Milieu Humain

I.3.1 Population

Avec une population de 110 260 habitants le 31 décembre 2021, la croissance de la population n'est pas égale à la taille du territoire. Cette situation a créé de nombreux défis pour les autorités locales, notamment en ce qui concerne la fourniture de services de base tels que l'eau et les eaux usées.

La densité de population élevée dans certaines zones de la ville a entraîné une pression croissante sur les infrastructures existantes.

Les systèmes d'approvisionnement en eau et de traitement des eaux usées ont dû être constamment améliorés et étendus pour répondre à la demande croissante. Cela a nécessité des investissements importants de la part des autorités locales afin de garantir que tous les habitants aient accès à ces services essentiels [4].

I.3.2. Agriculture

Bien que la wilaya de Tindouf ait une superficie agricole totale (SAT) cadastrée, l'activité agricole reste très faible en raison de la faible disponibilité d'eau et du climat sec et particulièrement chaud.

La superficie totale agricole (SAT) est de 6 002 500 ha, avec une superficie agricole utile (SAU) de 872 ha, une superficie irriguée de 835,5 ha, une superficie de parcours de 6000000ha, et une superficie forestière de 605 882 ha, avec 672,41 ha d'arganier [4].

La production végétale dans la wilaya de Tindouf est variée, avec différentes cultures couvrant une superficie totale de 605 882 hectares. Parmi ces cultures, l'arganier occupe une superficie de 672,41 hectares. La répartition de la superficie exploitée selon le type de production végétale montre que 37 hectares sont consacrés aux fourrages, 463,5 hectares à la phoeniciculture, 0,5 hectares à la viticulture, 162,5 hectares aux arbres fruitiers et 167,5 hectares au maraîchage. En ce qui concerne l'élevage, la wilaya de Tindouf compte environ 186 990 têtes de bétail. Les estimations indiquent que les moutons représentent 46 498 têtes, les caprins 88 318 têtes, et les chameaux 68 700 têtes.

Cette diversité agricole fait de la wilaya de Tindouf une région riche en productions végétales et animales [4].

I.3.3. Activités industrielles et minerais

Tindouf est également engagé dans l'industrie alimentaire, avec des activités telles que la production de produits de nettoyage, et la gestion logistique de stockage. Ces secteurs offrent des opportunités d'emploi et contribuent à la croissance économique de la région. De plus, la zone industrielle de Tindouf joue un rôle crucial dans la transformation du papier, la fabrication d'isolants et de produits textiles, ainsi que dans la production de matériaux de construction. Ces industries diversifiées témoignent de la polyvalence et de la prospérité de l'économie de Tindouf [4].

Ces réserves de matériaux non métallifères, tels que l'argile, les grès quartzeux, les grès, les quartzites, les dolérites, les rhyolites, les diorites, et la calcaire dolomie, jouent un rôle crucial dans diverses industries. Ils sont principalement utilisés dans la construction de briques rouges, les revêtements routiers, et les agrégats, contribuant ainsi au développement des infrastructures et à l'amélioration de la qualité de vie.

Parallèlement, les réserves de minerai de fer dans la région sont également d'une importance significative. Parmi elles, le gisement de fer de Gara Djebilet se distingue avec une réserve estimée à environ deux milliards de tonnes et une teneur en fer de 57%. Cette ressource précieuse constitue une opportunité majeure pour l'industrie sidérurgique locale et internationale.

De plus, le minerai de fer oolithique de Mecheri Abdelaziz, enfoui dans les dunes de sable sur le flanc sud du bassin de Tindouf, représente une autre source prometteuse de ce minerai essentiel [4].

I.3.4. Potentialités touristiques

La Tindouf Wilaya se caractérise par une variété de sites touristiques. On a des sites naturels tels que les anciennes formations de Draa Tounassine, la chaîne montagneuse Erg Iguidi, La Hamada Douakhel, le sebkha de Tindouf, les palmeraies, les sites de Tafagoumt et Oued El Maa, et des sites archéologiques comme la région de Lekhel, le rocher de Chenachen, les stations rocheuses préhistoriques et les tombes géantes de Slouguia. La région abrite également des traces d'Homo sapiens, la roche de Chenachen, des stations rocheuses préhistoriques, et des tombes géantes de Slouguia.

Le potentiel touristique de la Wilaya est évident dans ses diverses offres, y compris la beauté naturelle unique de la région, la richesse de l'histoire, et les caractéristiques géologiques uniques de la zone.

La Wilaya de Tindouf offre également des activités touristiques telles que des excursions dans le désert, des randonnées à travers les palmeraies, et la découverte de la culture locale à travers des visites des villages traditionnels. Les visiteurs peuvent également profiter de la cuisine traditionnelle et de l'hospitalité chaleureuse des habitants de la région [4].

I.3.5. Réseau routier

La wilaya de Tindouf possède un réseau routier de 4396,16 km (voir figure (III.4)), composé de 2130,45 km de routes nationales, 1905,27 km de routes provinciales et 360,44 km de routes communales. Le réseau routier facilite les échanges avec les wilayas voisines et relie les différentes localités de la wilaya entre elles. Malgré l'importance de ce réseau, il est confronté à plusieurs problèmes qui le rendent difficile à fonctionner correctement.

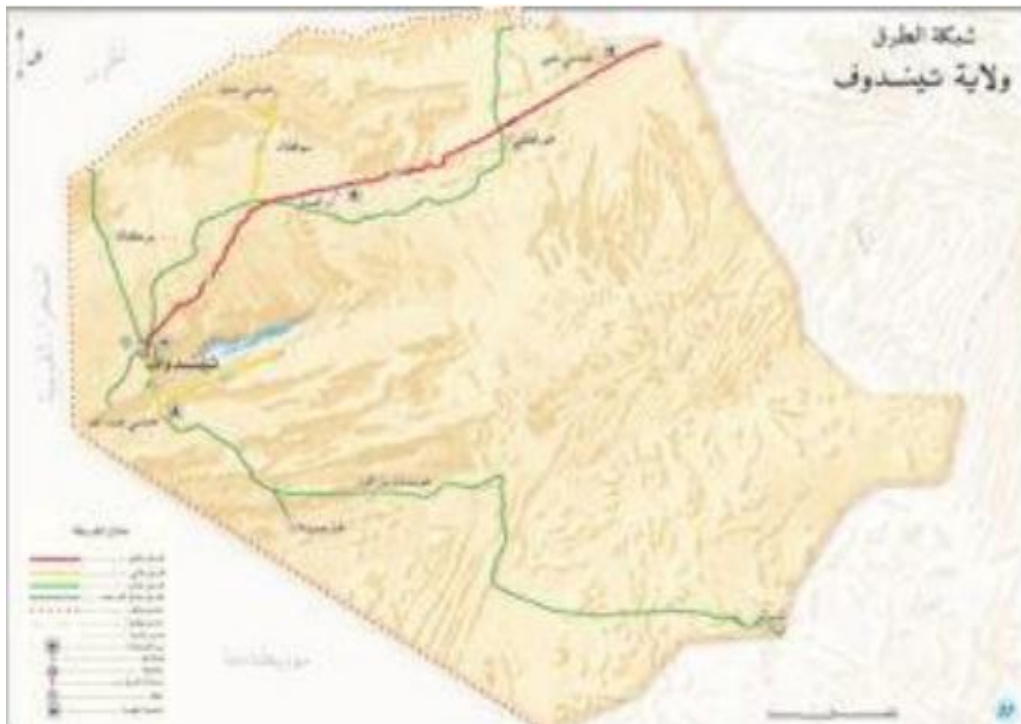


Figure (III.4) : Carte du réseau routier de Tindouf [4]

I.4. L'énergie

Tindouf Wilaya a un taux d'électrification urbaine de 98,5 %, un réseau de distribution de 2432 km, un total de huit centrales électriques et une capacité de production de 195 MW. Il dispose également d'une couverture de gaz urbain de 65 % et d'un réseau de distribution de 256210 km. La wilaya dispose d'une centrale photovoltaïque (PV), couvrant 20 hectares. La centrale photovoltaïque de Tindouf Wilaya joue un rôle crucial dans la diversification de ses sources d'énergie et la réduction de la dépendance aux combustibles fossiles traditionnels. Grâce à son vaste réseau de distribution et à sa grande capacité de production, la wilaya est capable de répondre efficacement aux besoins en électricité et en gaz de ses zones urbaines. En outre, la présence de plusieurs centrales électriques assure une alimentation électrique fiable et constante pour les résidents de Tindouf Wilaya [4].

Ceci est particulièrement important dans une région où des conditions météorologiques extrêmes, telles que des tempêtes de sable et des températures élevées, peuvent parfois perturber l'approvisionnement en énergie.

L'emplacement de la centrale photovoltaïque à Tindouf Wilaya profite également de la lumière solaire abondante de la région, ce qui maximise l'efficacité et la production des panneaux solaires. Cela contribue non seulement aux objectifs de durabilité de la wilaya, mais contribue également à réduire les émissions de gaz à effet de serre et à lutter contre le changement climatique.

Dans l'ensemble, la centrale électrique photovoltaïque de Tindouf Wilaya est une étape importante vers un avenir énergétique plus propre et plus durable pour la région.

I.5. Ressource éolienne

Afin d'évaluer les ressources éoliennes dans la région de Tindouf, nous avons utilisé une combinaison d'analyse de données. Tout d'abord, nous avons collecté des données sur la vitesse du vent auprès de la station météorologique de Tindouf (1943 à 2017). De plus, nous avons eu des informations importantes sur l'énergie et la vitesse du vent en utilisant le logiciel QGIS [7] pour transformer les cartes de vitesse et de l'énergie du vent (à partir Global Wind Atlas [22]) en données.

I .5.1.Distribution du vent

La distribution de Weibull c'est la distribution la plus utilisé pour détermine les fréquences du vent, la fonction de Weibull est donnée par l'équation suivante [8]-[19] :

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right) \quad (1)$$

L'approche des moments du premier et du troisième ordre est la manière la plus efficace d'estimer k et c. Le moment M_n de la distribution de Weibull est fourni par [20]:

$$M_n = c^n \cdot \Gamma\left(1 + \frac{n}{k}\right) \quad (2)$$

L'utilisation du troisième moment dans la méthode des moments pour estimer les paramètres d'une distribution, comme la distribution de Weibull, permet de mieux capturer la forme de la distribution des données, en plus de la moyenne et de la variance. Cela peut être particulièrement utile lorsque les données présentent une asymétrie importante

Nous avons déterminé la fraction d à l'aide de l'équation suivante établie en utilisant des données sur la vitesse moyenne et l'énergie éolienne [20]:

$$\begin{cases} d = f(K) = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{K}\right)}{\left(\Gamma\left(1 + \frac{1}{K}\right)\right)^3} \\ d = \frac{M_3}{(M_1)^3} = \frac{\bar{v}^3}{\bar{v}} = \frac{2\bar{P}}{\rho S \bar{v}} \end{cases} \quad (3)$$

Nous avons extrait k en utilisant la fonction inverse suivante :

$$k = f^{-1}(d) \quad (4)$$

L'interpolation par Scipy(Python) peut être utilisée pour effectuer une interpolation numérique de la fonction f^{-1} de Python [21] .

Cet atlas de la vitesse du vent fournit des données précieuses pour analyser le potentiel d'exploitation de l'énergie éolienne dans la région.

En cartographiant les vitesses du vent à différentes hauteurs, il permet une évaluation plus précise des ressources éoliennes disponibles et de leur adéquation à la production d'électricité. Ces informations sont cruciales pour prendre des décisions éclairées concernant le développement de l'atlas éolien pour Tindouf. L'atlas de la vitesse du vent dans la région d'étude a été établi à 10 mètres du sol à l'aide du Global Wind Atlas [22] (Figure (III.5)).

La figure (III.5). Indique que les caractéristiques du terrain influencent la vitesse moyenne du vent. La région est généralement connue pour avoir des vitesses de vent relativement faibles, à l'exception de quelques zones du sud-ouest, au sud ainsi que le nord-est, où les vitesses de vent dépassent 7,5 m/s. Ces zones où la vitesse du vent est plus élevée pourraient constituer des emplacements adéquats pour des projets d'énergie éolienne.

De plus, les données obtenues à partir du logiciel QGIS peuvent être utilisées pour analyser la variabilité de la vitesse et de l'énergie du vent dans différentes régions, aidant ainsi à identifier les sites optimaux pour les parcs éoliens.

La plage des paramètres de forme pour le paramètre de Weibull, que nous avons observé est comprise entre 0,89 et 1,91. Cela suggère que la dispersion est répartie dans toute la région. Le paramètre d'échelle est réparti en fonction de la vitesse moyenne de 2,9m/s à 11m/s.

Afin de comparer les résultats du traitement des données sur la vitesse du vent de 1977 à 2018, nous avons localisé la station météorologique afin d'extraire les caractéristiques de Weibull et la vitesse moyenne du vent.

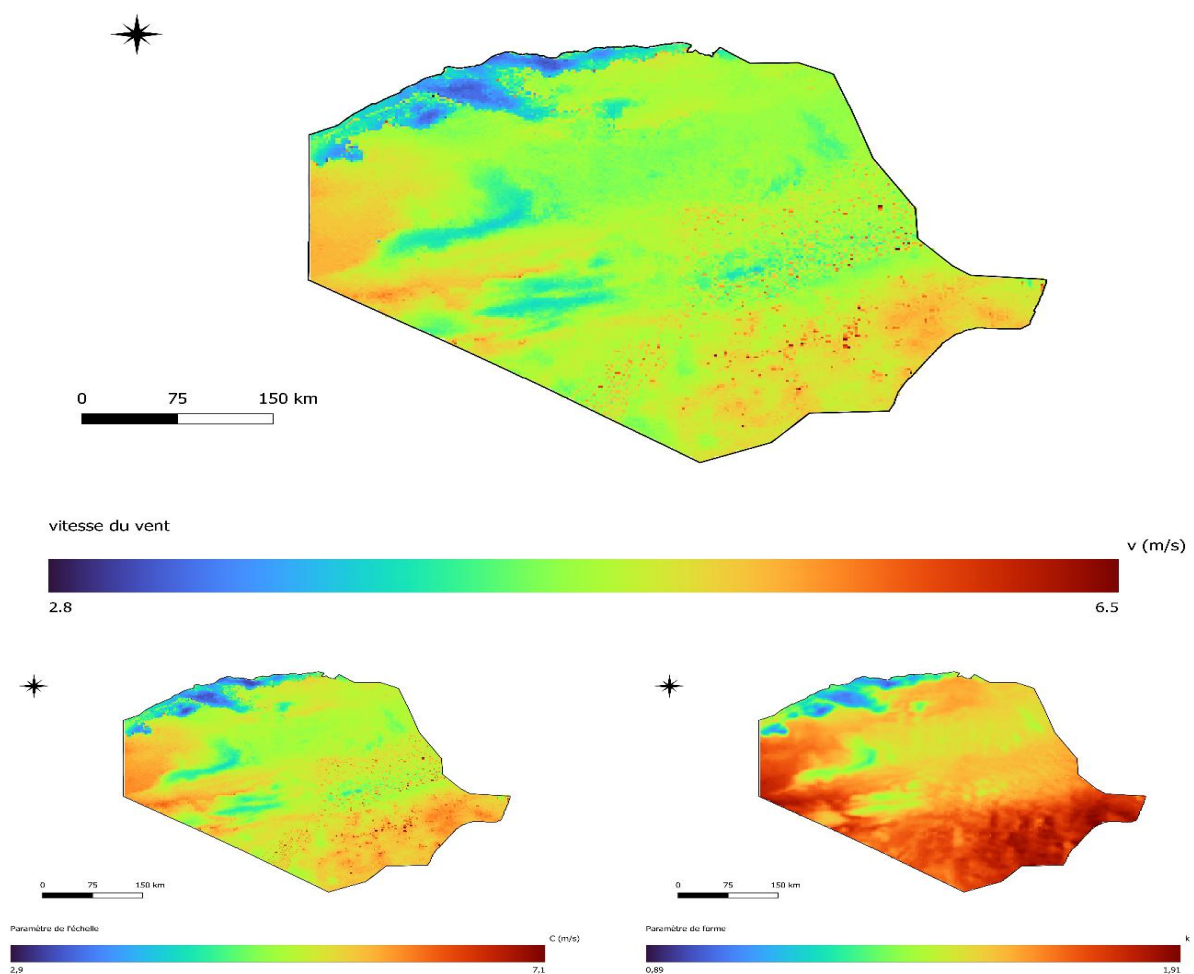


Figure (III.5) : Atlas éolien de Tindouf à 10 mètres du sol.

Les paramètres de Weibull estimés et mesurés de l'emplacement de Tindouf à 10 mètres au-dessus du sol sont résumés dans le Tableau (III.1).

Paramètre	C(m/s)	k	\bar{v} (m/s)
Estimés	5.9	1.71	5.3
Mesuré	6.1	1.69	5.5

Tableau(III.1) : Paramètres Weibull estimés et mesures de la situation Tindouf à 10 mètres du sol

D'après le tableau (III.1), on peut dire que les coefficients de Weibull estimés et mesurés pour le site de Tindouf à une hauteur de 10 mètres au-dessus du sol sont quasiment identiques, puisque la différence entre eux qui sont estimée à 3% et 1 % pour C et k respectivement. Quant à la vitesse du vent, la différence est de l'ordre de 4 %.

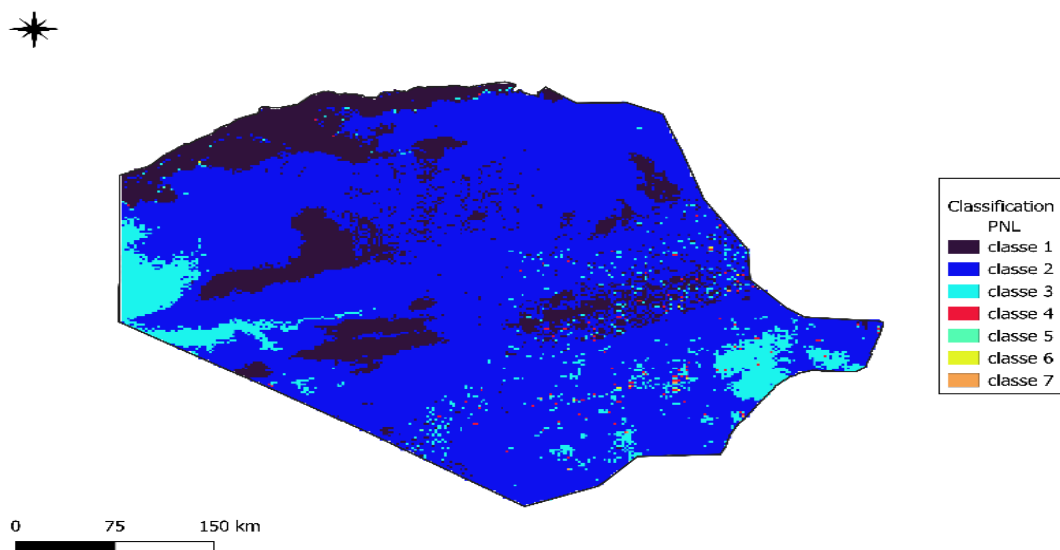
En conséquence, nous pouvons conclure que les valeurs de cet atlas sont applicables à Tindouf, et que nous pouvons compter sur sa précision lors de nos recherches sur la région.

II. Classification PNL

La classification PNL, élaborée par Elliott et al en 1987, constitue une méthode de classification des ressources éoliennes. Chaque catégorie (de 1 à 7) affiche une fourchette de densité d'énergie éolienne en (W/m^2) et une plage de vitesse moyenne équivalente en (m/s) à diverses altitudes.

- ❖ Classe1 : c'est une zone non adaptée à de telles installations éolienne.
- ❖ Classe2 où $4,4 \leq \bar{v} \leq 5,2$ m/s : c'est une zone marginale pour le développement de l'énergie éolienne.
- ❖ Classe3 où $5,2 \leq \bar{v} \leq 5,6$ m/s : c'est une zone convenable pour développement de l'énergie éolienne utilisant des pylônes très hauts.
- ❖ Classe4 et plus où $\bar{v} \geq 5,6$ m/s : le site est considéré comme adapté aux applications éoliennes.

La classification de Tindouf selon le PNL est illustrée à la figure (III.6).



Figure(III.6) : La classification de Tindouf selon le PNL

On peut voir sur la figure 6 que la 1ère classe de la classification PNL se trouve sur huit régions, qui s'étendent sur 23 208 km², au nord, à l'ouest et à l'est. La deuxième classe couvre presque toute la région, avec une superficie estimée à 134 707 km². La troisième classe est divisée en deux zones à l'ouest et deux autres zones au sud, d'une superficie estimée à 10851 km². Nous avons pu déterminer trois sites appropriés pour la construction de parcs éoliens car les autres catégories ne sont presque pas visibles sur la carte (voir figure (III.7)).

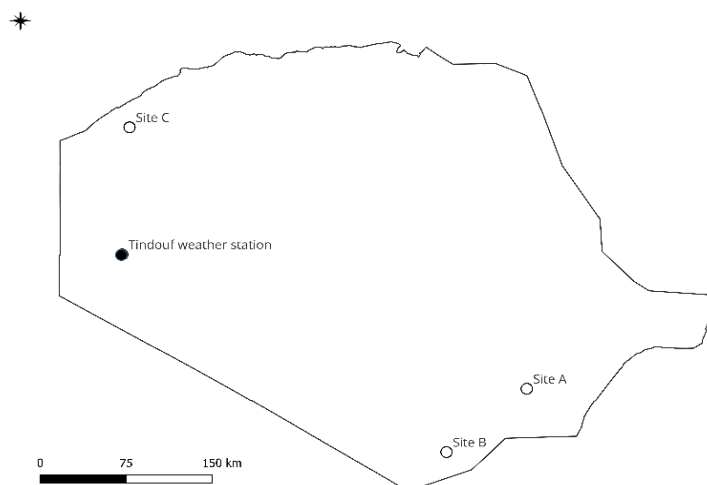


Figure (III.7) : Sites potentiels pour une installation d'un parc éolien à Tindouf

III. Étude des sites

Afin de calculer l'énergie électrique produite par le parc éolien, nous avons extrait des cartes de la vitesse du vent et de son énergie à des hauteurs de 50, 100 et 150 mètres au-dessus du sol, c'est-à-dire la même hauteur que celle des éoliennes.

Nous avons utilisé la méthode précédente pour extraire la distribution de Weibull à ces hauteurs. En conséquence, il y a trois endroits cruciaux pour l'utilisation de l'énergie éolienne, y compris la création de parcs éoliens.

Les paramètres de Weibull des sites suggèrent une installation d'un parc éolien à Tindouf sont illustrée dans le tableau (III.2).

<i>Site</i>	<i>Longitude</i>	<i>Latitude</i>	<i>H(m)</i>	<i>C (m/s)</i>	<i>k</i>	\bar{v} (m/s)
<i>Site A</i>	4.624677°W	26.452019°N	10	10.2	1.81	9.1
			50	10.5	2.35	9.3
			100	11.1	2.94	9.9
			150	11.9	2.72	10.6
<i>Site B</i>	5.319677 °W	25.874519 °N	10	9.1	1.71	8.1
			50	9.7	2.21	8.6
			100	10.6	2.75	9.4
			150	11.6	2.57	10.3
<i>Site C</i>	8.064677°W	28.8345187°N	10	7.7	1.34	7.1
			50	9.0	1.67	8.0
			100	10.0	2.00	8.9
			150	11.0	2.15	9.8

Tableau (III.2) : Les paramètres de Weibull des sites retenus pour une installation d'un parc éolien à Tindouf

Les courbes suivantes donnent les distributions de Weibull à 10 mètre du sol pour les sites A, B et C voir les figures (III. 8 .9 et .10).

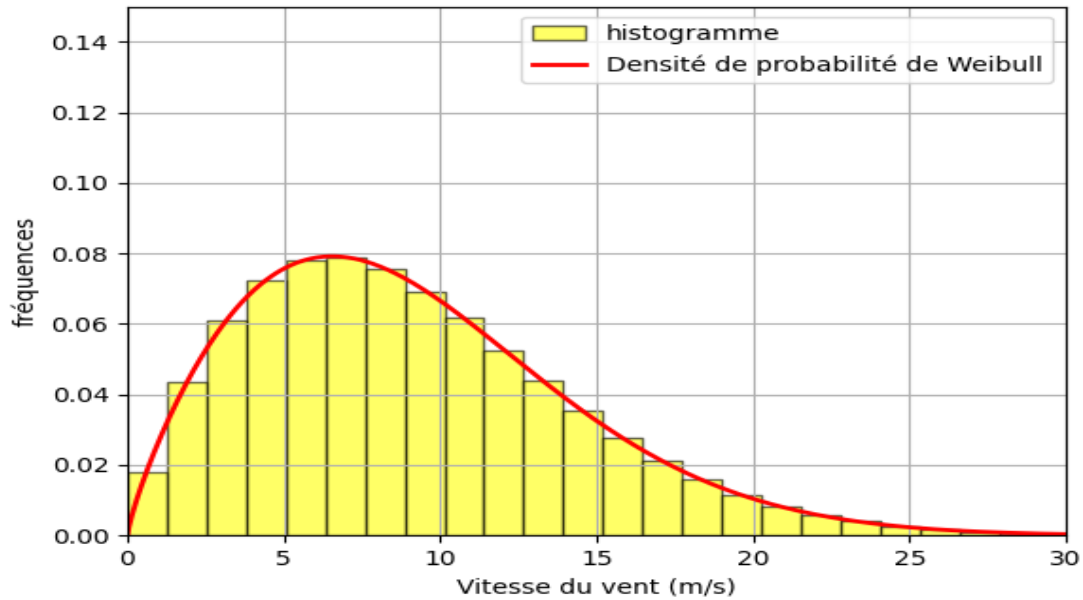
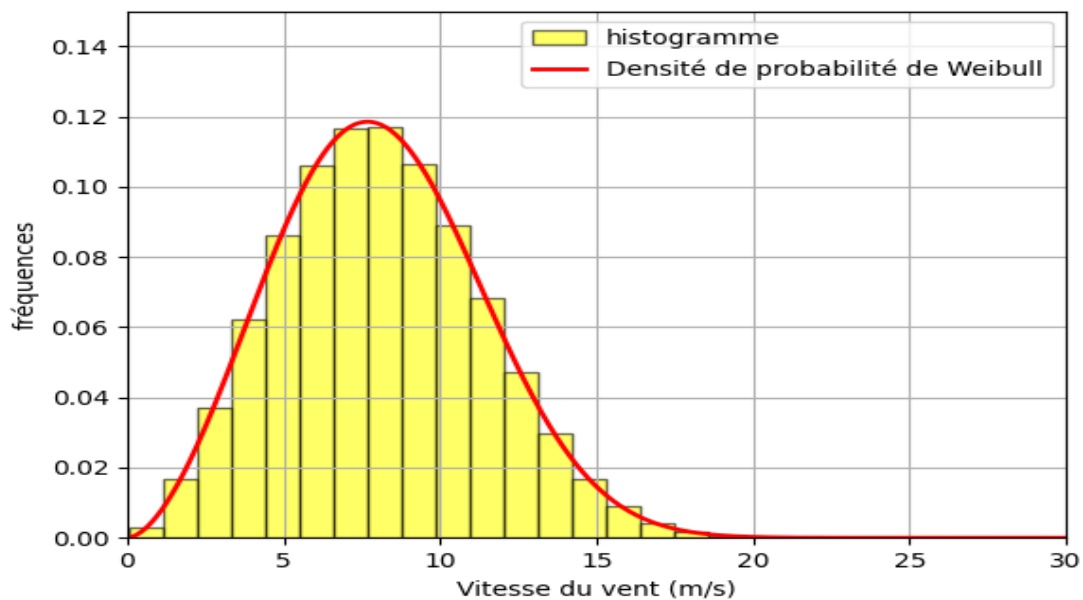
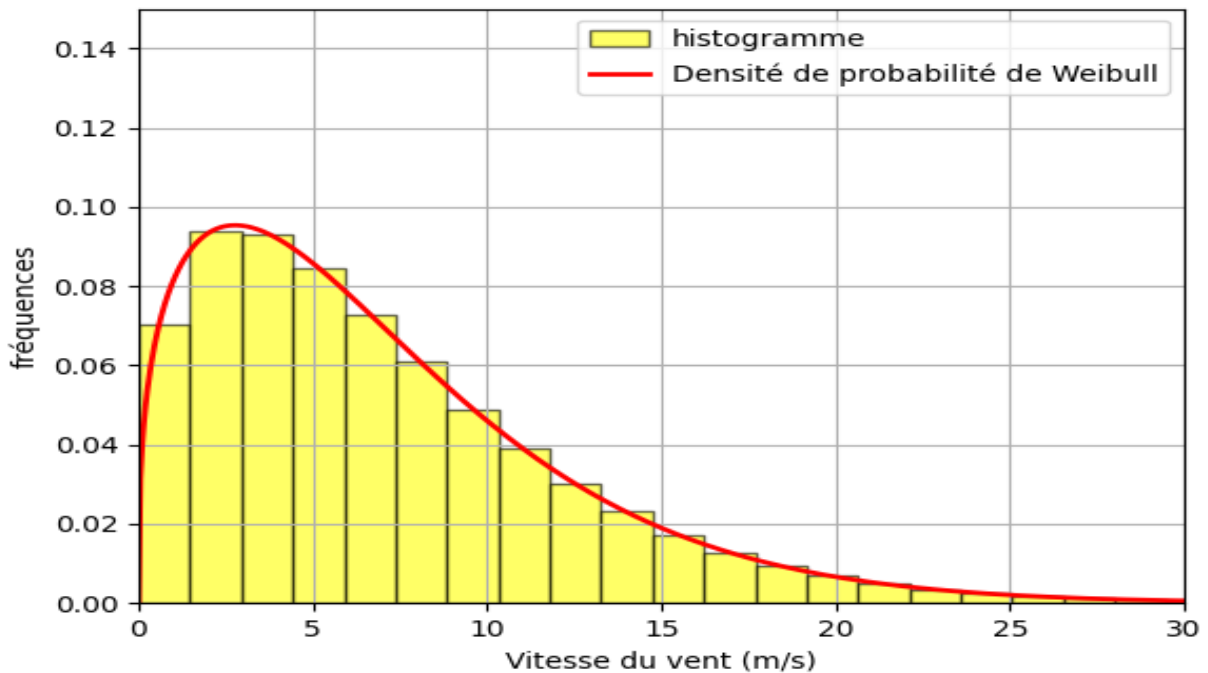


Figure (III.8) : Distribution de Weibull pour le site A



Figure(III.9) : Distribution de Weibull pour le site B



Figure(III.10) : Distribution de Weibull pour le site C

On voit bien que les trois distributions sont gaussiennes sauf pour le site B où la distribution est gaussienne et symétrique.

La distribution des vitesses de vent est relativement étalée sur les trois sites, ce qui s'explique par une valeur du facteur de forme K strictement inférieure à 2, caractéristique d'une forte dispersion.

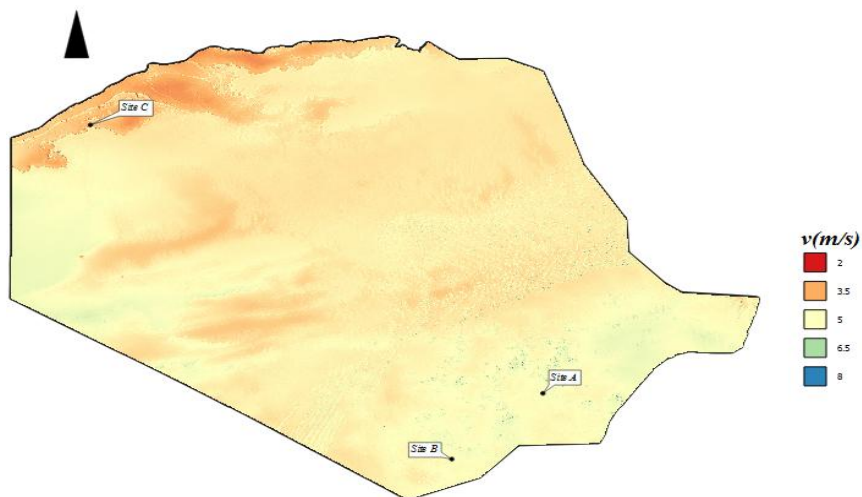
Les fréquences des vitesses faibles sont inférieures à 0.1% dans site B et qui représente 11,90% de la classe des vitesses du vent entre 7 et 8 m/s.

Les sites A et C représentent respectivement un taux de vitesse faibles inférieur à 2% et 7% et un maximum de pourcentage de la classe des vitesses du vent de l'ordre respectivement [7, 9[m/s, [3, 4[m/s est de 9,5% et 9%.

Les vitesses moyennes des sites A, B et C sont respectivement 9.1, 8.1 et 7.1 m/s, d'où l'on peut conclure que les trois sites sont de classe 4 selon la classification PNL.

IV. Cartes des vitesses

Les figures (III.11 .12 .13 et .14) montrent les cartes des vitesses pour les sites A, B et C pour les hauteurs 10, 50, 100 et 150 mètre. Ces cartes sont tracées à l'aide de Global Wind atlas et le logiciel QJIS.



Figure(III.11) : Carte des vents à 10 m du sol

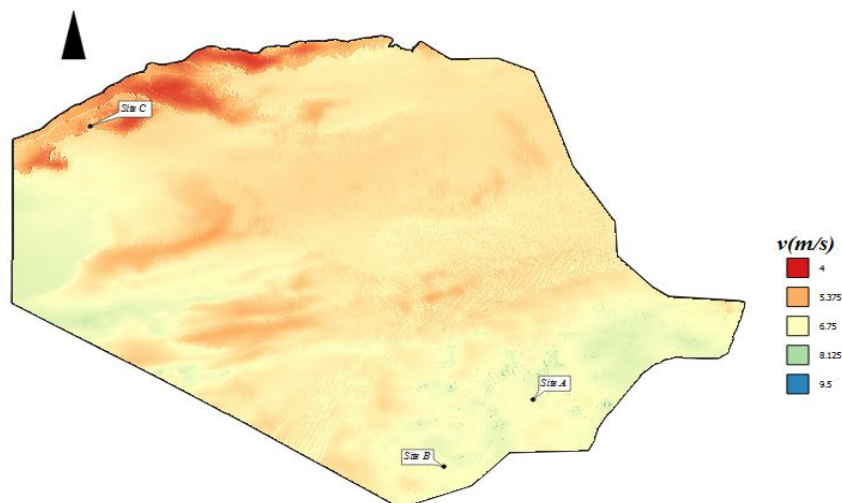
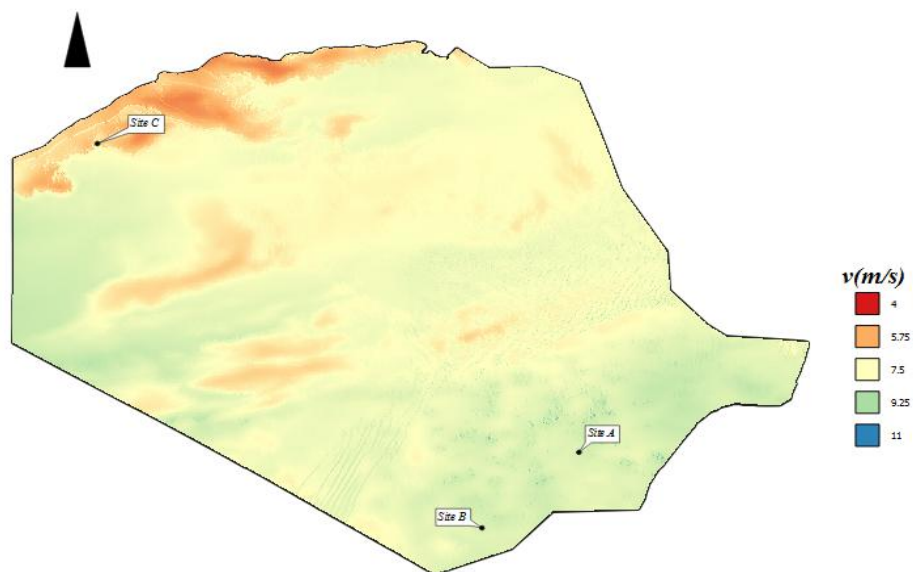


Figure (III.12) : Carte des vents à 50 m du sol



Figure(III.13) : carte des vents à 100 m du sol

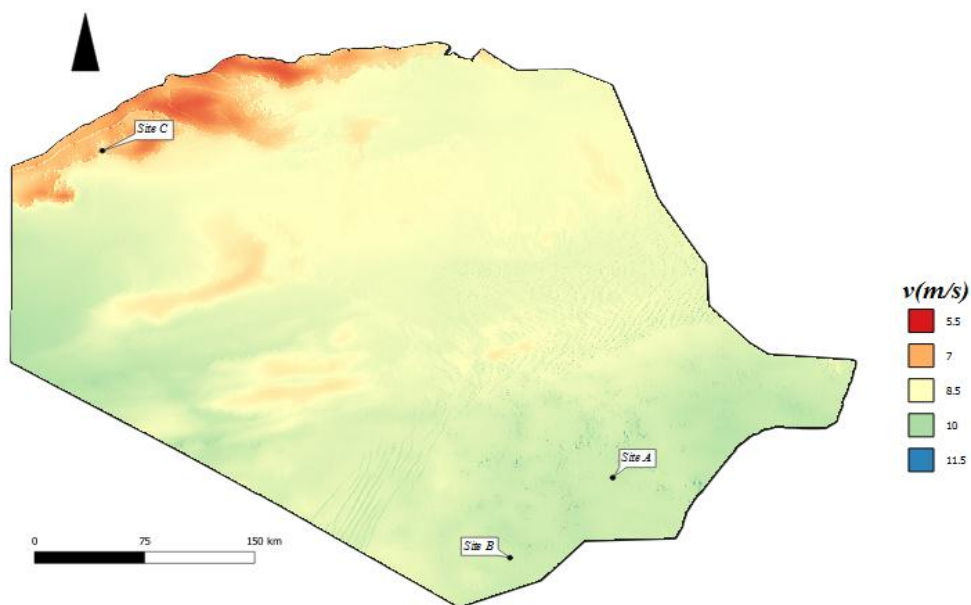


Figure (III.14) : Cartes des vents à 150 m/s

V. La puissance du vent

V.1. Puissance et Énergie

L'énergie cinétique E_c d'une masse d'air m se déplaçant à une vitesse v est donnée à l'instant t est donnée par :

$$E_c = \frac{1}{2} m v^2 \quad (\text{III.5})$$

La masse d'air est $m = \rho V$

Avec : ρ est la masse volumique de l'air en Kg/m³

V est le volume en (m³) qui peut s'écrire :

$$V = S \cdot x \quad (\text{III.6})$$

S : est la surface perpendiculaire au flux de vent à travers laquelle l'air passe en m²

x : est la distance parcourut en mètre et qui vaut :

$$x = v \cdot t \quad (\text{III.8})$$

L'Énergie du vent devient :

$$E_c = \frac{1}{2} \rho S v t v^2 \quad (\text{III.9})$$

Sachant que la puissance instantanée est

$$P(t) = \frac{E_c}{t}$$

On obtient l'expression de la puissance en watt (W) :

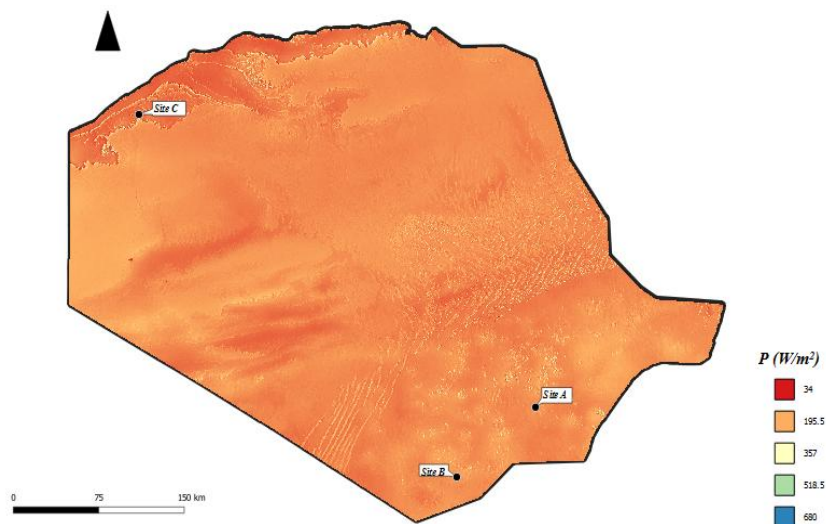
$$P = \frac{1}{2} \rho S v^3 \quad (\text{III.10})$$

La densité de puissance en (W/m²) est :

$$P = \frac{1}{2} \rho v^3 \quad (\text{III.11})$$

V.2 Cartes des puissances

Notre intérêt pour la puissance, nous a permis de tracer ces dernières à l'aide du Global Wind atlas et le logiciel QJIS. Les figures suivantes représentent les cartes des puissances pour différentes hauteurs pour les sites *A*, *B* et *C* de la région de Tindouf.



Figure(III.15) : Densité de puissance (W/m^2) à 10 m du sol

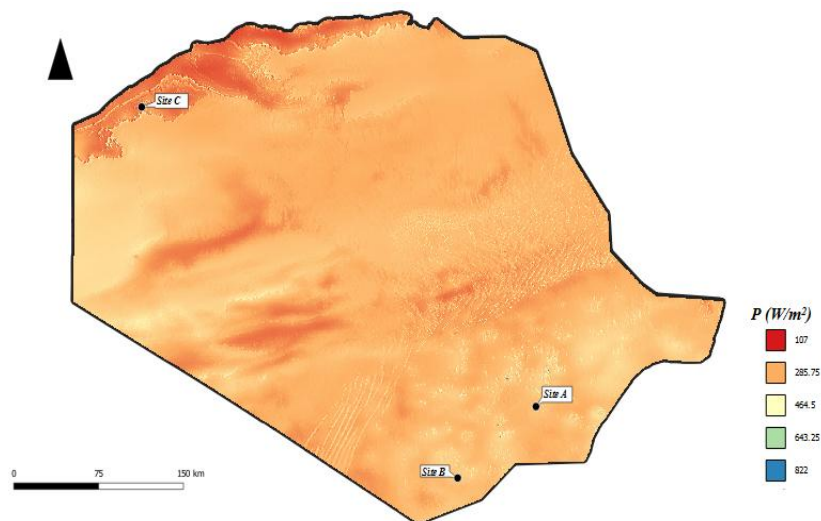


Figure (III.16) : Densité de puissance (W/m^2) à 50 m du sol

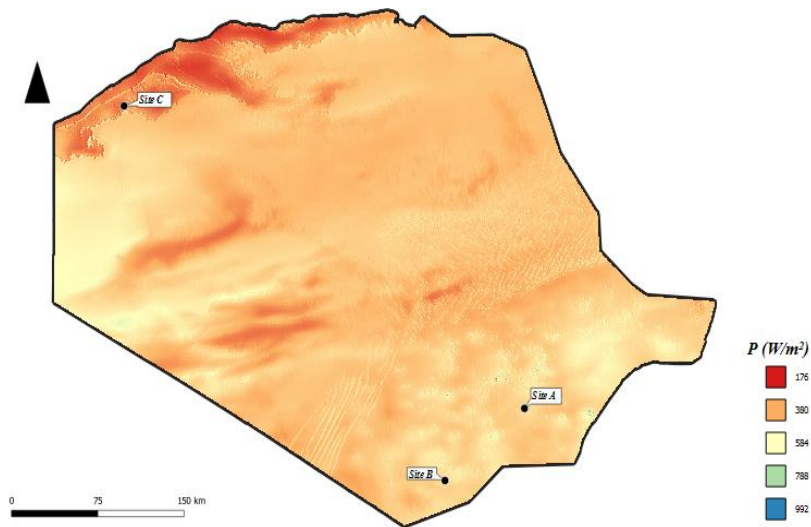


Figure (III.17) : densité de puissance (W/m^2) à 100 m du sol

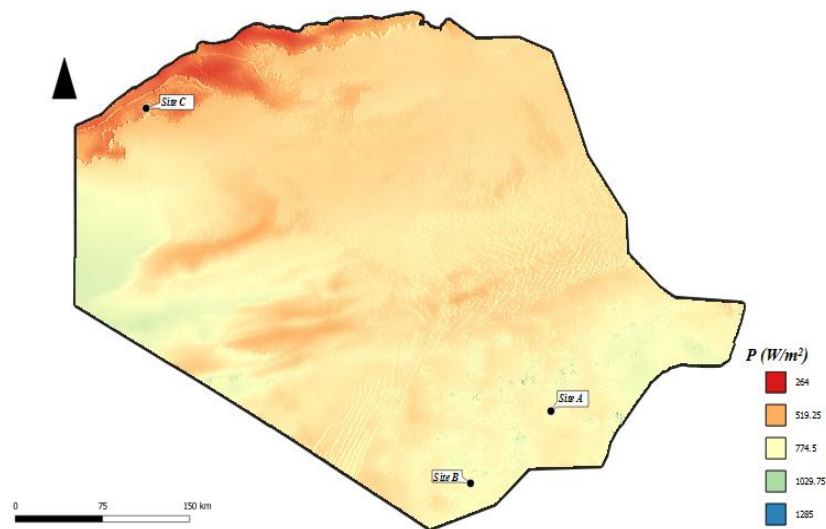
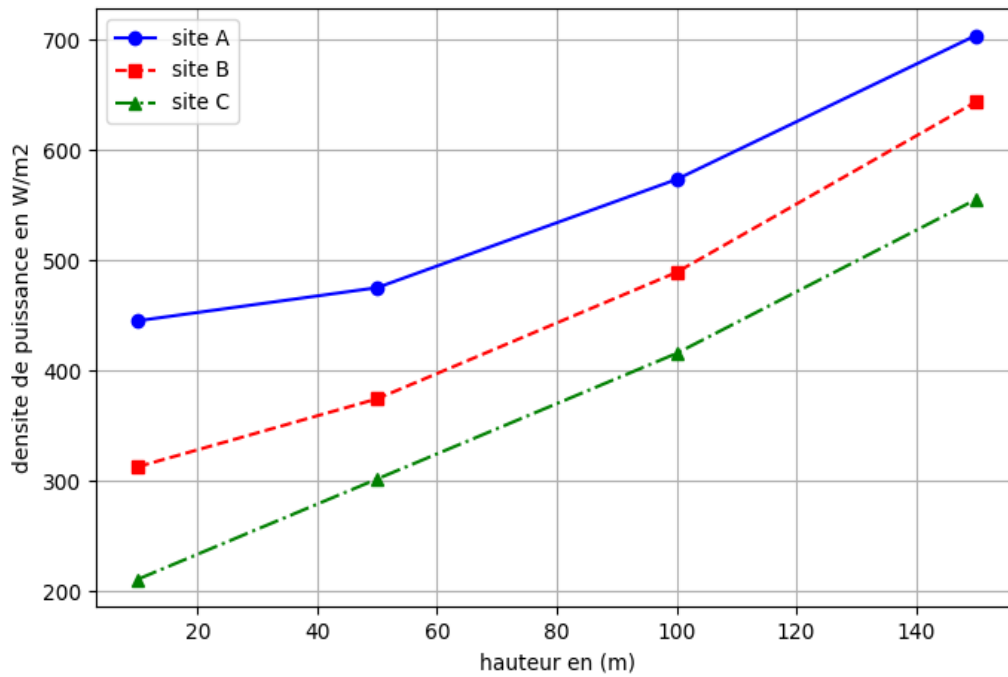


Figure (III.18) : Densité de puissance (W/m^2) pour 150 mètre du sol

La figure (III.19) donne les densités de puissances pour les sites A, B et C pour les différentes hauteurs (10m, 50m, 100m et 150 m).



La figure (III.19) : Densités de puissances pour les sites A, B et C pour les hauteurs 10m, 50m, 100m et 150 m

Nous constatons que le mètre carré qui offre la puissance la plus élevée est celui du site A avec une densité comprise entre 445 et 704 w/m^2 , tandis que le site qui représente la plus faible puissance est le site C avec une densité de puissance comprise entre 211 et 555 w/m^2 .

VI. Photos satellitaires des sites étudiés

A présent notre choix du site optimal repose aussi sur d'autres critères, tel que la géographie des lieux, et pour cela les figures 13, 14, 15 et 16 donnent les prises des photos satellitaires obtenues à partir de **google earth**.

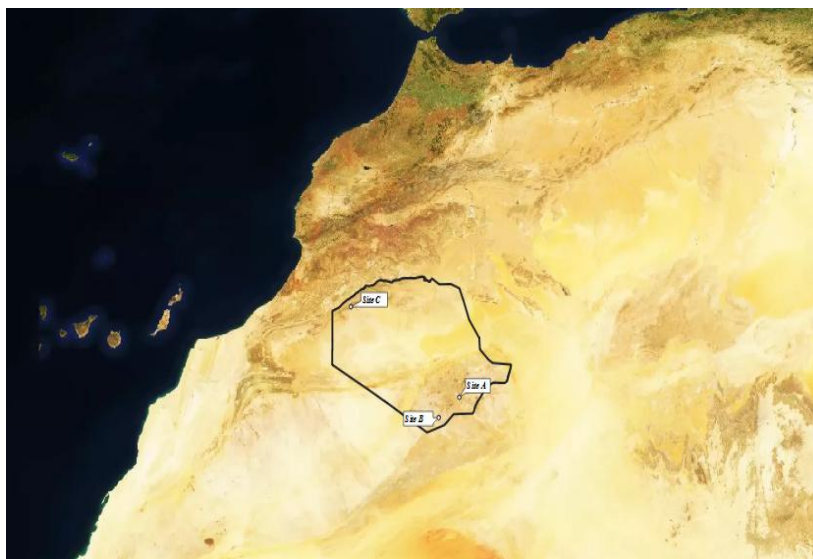


Figure (III.20) : photo satellitaire de la région de Tindouf



Figure (III.21) : photo satellitaire du site A



Figure (III.22) : Photo satellitaire du site B



Figure (III.23) : Photo satellitaire du site C

Ces photos satellitaires montrent que le site C est fortement accidenté, ce qui peut expliquer la dispersion de la distribution du vent, tandis que le site B est le site le moins accidenté avec un terrain plus plat, qui favorise l'implantation facile d'un parc éolien.

VII. Conclusion

Afin de choisir parmi les trois sites A, B et C, le quel est le plus adéquat et favorable pour implanter un parc éolien, on peut résumer l'essentiel dans le tableau suivant :

<i>Site</i>	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>
<i>Altitude</i>	525m	404m	494m
<i>Température moyenne</i>	25,4 ⁰ C	26,4 ⁰ C	26,0 ⁰ C
<i>Vitesse moyenne (10m du sol)</i>	9,1 m/s	8,1 m/s	7,1 m/s
<i>Densité de puissance (10m du sol)</i>	445,35 W/m ²	313,00 W/m ²	211,00 W/m ²
<i>PNL</i>	Classe 4	Classe 4	Classe 4
<i>Structure géologique</i>	T	T	T
<i>Profondeur des eaux souterraines</i>	Entre 51m et 102m	Entre 51m et 102m	Supérieur à 200m
<i>Terrain</i>	Plat et dégagé	Plat et dégagé	Rocheux et accidenté
<i>La route nationale</i>	Loin	proche	Loin

Notre étude du site nous a permis de retenir les sites A et B comme des zones favorables et prometteuses pour l'implantation de parcs éoliens.

Mais le choix des sites ne repose pas seulement les critères déjà vus dans ce chapitre, d'autres paramètres rentrent en jeu tel le critère énergétique et économique qui seront détaillés dans le dernier chapitre.

La région de Tindouf est marquée par une chaleur intense. Pour la survie des cultures et la croissance des plantes, la région dépend de l'approvisionnement en eau et de la conservation du sol. Les données et mesures prises sur la topographie ont été utilisées pour évaluer les ressources éoliennes de Tindouf. La fréquence du vent est calculée en utilisant la méthode de distribution de Weibull, et les meilleurs emplacements pour les installations éoliennes sont identifiés en analysant la variabilité du vent à l'aide du logiciel QGIS.

L'étude des cartes des vents obtenues à partir de global Wind atlas et la transformation de ces derniers en valeurs numériques à l'aide de QJIS et le python nous a permis de confirmer l'existence d'au moins trois sites qui peuvent être exploités pour de futures installations éoliennes importantes.

Les coefficients de Weibull estimés et mesurés pour la région de Tindouf pour les sites retenus A et B, à une hauteur de 10 mètres au-dessus du sol sont quasiment identiques, puisque la différence entre eux qui est estimée aux environs de 3 % et de 1 % pour les paramètres respectifs C et k.

Quant à la vitesse du vent, elle est égale à 4 %. Par conséquent, nous pouvons conclure que les valeurs données par cet atlas sont fiables et peuvent par conséquent être appliquées à la région de Tindouf. Comme conclusion nous pouvons dire que cette méthode de lecture des cartes des vents est une méthode efficace, fiable et qui peut remédier au manque des stations de mesures.

La Wilaya a un taux d'électrification urbaine de 98.5%, un réseau de distribution, et une centrale photovoltaïque (PV), qui joue un rôle crucial dans la diversification des sources d'énergie et la réduction de la dépendance aux combustibles fossiles traditionnels.

Bibliographie

- [1] M. Benmedjahed, « Choix du site et optimisation du dimensionnement d'une installation éolienne dans le nord Algérien et son impact sur l'environnement. », PhD Thesis, 2014.
- [2] M. Benmedjahed et R. Maouedj, *L'impact d'un parc éolien sur l'environnement au sud Algérien: Dimensionnement d'un parc éolien de 18MW dans le Sud Algérien et son impact sur l'environnement*. Editions universitaires europeennes, 2017.
- [3] M. Benmedjahed et R. Maouedj, *The wind farm impact on the environment in Tindouf*. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2017.
- [4] N. Benzaid, « Monographie Wilaya de Tindouf », Algérie, 2023.
- [5] « ETOPO Global Relief Model », National Centers for Environmental Information (NCEI). Consulté le: 4 février 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.ncei.noaa.gov/products/etopo-global-relief-model>
- [6] M. Belda, E. Holtanová, T. Halenka, et J. Kalvová, « Climate classification revisited: from Köppen to Trewartha », *Climate Research*, vol. 59, n° 1, p. 1- 13, févr. 2014, doi: 10.3354/cr01204.
- [7] B. Marco, « QGIS ». 2023. Consulté le: 4 février 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.qgis.org/fr/site/>
- [8] M. Benmedjahed, A. Dahbi, A. Khelfaoui, A. Hadidi, S. Mouhadjer, et O. Djaafri, « Statistical examination of wind energy's contribution to carbon dioxide emissions reduction*: *Study: Adrar, located in Southern Algeria », in *2023 International Conference on Advances in Electronics, Control and Communication Systems (ICAEECS)*, mars 2023, p. 1- 5. doi: 10.1109/ICAEECS56710.2023.10105015.
- [9] J. A. Guarienti, A. Kaufmann Almeida, A. Menegati Neto, A. R. De Oliveira Ferreira, J. P. Ottonelli, et I. Kaufmann De Almeida, « Performance analysis of numerical methods for determining Weibull distribution parameters applied to wind speed in Mato Grosso do Sul, Brazil », *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 42, p. 100854, déc. 2020, doi: 10.1016/j.seta.2020.100854.
- [10] A. Guenoukpati, A. A. Salami, M. K. Kodjo, et K. Napo, « Estimating Weibull Parameters for Wind Energy Applications using Seven Numerical Methods: Case studies of three costal sites in West Africa », *IJRED*, vol. 9, n° 2, p. 217- 226, juill. 2020, doi: 10.14710/ijred.9.2.217-226.

- [11] A. Guenoupkati, A. A. Salami, Y. Bokovi, P. X. Koussetou, et S. Ouedraogo, « Estimating mixture hybrid Weibull distribution parameters for wind energy application using Bayesian approach », *Int. J. Renew. Energy Dev.*, vol. 12, n° 5, p. 902- 912, sept. 2023, doi: 10.14710/ijred.2023.54452.
- [12] M. Hashemi-Tilehnoee, D. Babayani, et M. Khaleghi, « Evaluating wind energy potential in Gorgan–Iran using two methods of Weibull distribution function », *IJRED*, vol. 5, n° 1, p. 43- 48, févr. 2016, doi: 10.14710/ijred.5.1.43-48.
- [13] S. Marih, L. Ghomri, et B. Bekkouche, « Evaluation of the Wind Potential and Optimal Design of a Wind Farm in The Arzew Industrial Zone in Western Algeria », *IJRED*, vol. 9, n° 2, p. 177- 187, juill. 2020, doi: 10.14710/ijred.9.2.177-187.
- [14] D. Mohammed, A. S. M. Abdelaziz, E. Mohammed, et E. Elmostapha, « Analysis of wind speed data and wind energy potential using Weibull distribution in Zagora, Morocco », *IJRED*, vol. 8, n° 3, p. 267- 273, oct. 2019, doi: 10.14710/ijred.8.3.267-273.
- [15] M. Nedaei, « Wind Resource Assessment in Abadan Airport in Iran », *IJRED*, vol. 1, n° 3, p. 87, oct. 2012, doi: 10.14710/ijred.1.3.87-97.
- [16] M. M. Riaz et B. H. Khan, « Techno-Economic Analysis and Planning for the Development of Large Scale Offshore Wind Farm in India », *IJRED*, vol. 10, n° 2, p. 257- 268, mai 2021, doi: 10.14710/ijred.2021.34029.
- [17] A. A. Salami, A. S. A. Ajavon, M. K. Kodjo, S. Ouedraogo, et K.-S. Bédja, « The Use of Odd and Even Class Wind Speed Time Series of Distribution Histogram to Estimate Weibull Parameters », *IJRED*, vol. 7, n° 2, p. 139- 150, juill. 2018, doi: 10.14710/ijred.7.2.139-150.
- [18] A. A. Salami, S. Ouedraogo, K. M. Kodjoa, et A. S. A. Ajavona, « Influence of the Random Data Sampling in Estimation of Wind Speed Resource: Case Study », *Int. J. Renew. Energy Dev.*, vol. 11, n° 1, p. 133- 143, févr. 2022, doi: 10.14710/ijred.2022.38511.
- [19] C. Tunçkal, S. Coşkun, İ. Doymaz, et E. Ergun, « Determination of Sliced Pineapple Drying Characteristics in A Closed Loop Heat Pump Assisted Drying System », *IJRED*, vol. 7, n° 1, p. 35, févr. 2018, doi: 10.14710/ijred.7.1.35-41.
- [20] M. Sathyajith, *Wind Energy: Fundamentals, Resource Analysis and Economics*. Springer Science & Business Media, 2006.
- [21] P. Roy, « SciPy: SciPy 2021 Tools Track ». 2021. doi: 10.25080/majora-1b6fd038-029.
- [22] « Global Wind Atlas ». Consulté le: 6 décembre 2023. [En ligne]. Disponible sur: <https://globalwindatlas.info>

- [23] M. Benmedjahedet *al.*, « Analysis of the Wind Resources in Saharan Atlas of Algeria: Adrar Region as a Case Study », *Iranica Journal of Energy & Environment*, vol. 12, n° 2, p. 155- 160, juin 2021, doi: 10.5829/ijee.2021.12.02.08.
- [24] F. M. Persits, T. S. Ahlbrandt, M. L. Tuttle, R. R. Charpentier, M. E. Brownfield, et K. I. Takahashi, « Maps showing geology, oil and gas fields and geological provinces of Africa », U.S. Geological Survey, 97-470-A, 1997. doi: 10.3133/ofr97470A.
- [25] H. C. Bonsor et A. M. MacDonald, « An initial estimate of depth to groundwater across Africa », British Geological Survey, 2011. Consulté le: 4 février 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://nora.nerc.ac.uk/id/eprint/17907/>

Chapitre 4

Dimensionnement et optimisation d'un parc éolien à Tindouf

Introduction

L'étude du potentiel éolien est primordiale pour toute installation d'une ferme éolienne, dans notre évaluation du gisement éolien on s'est basée sur les données horaires des vitesses du vent sur une période de plusieurs années (dans notre cas 74 ans), ceci nous permet de déterminer la ou les sites les plus propices afin d'installer un parc éolien. L'objectif d'une installation éolienne est d'assurer une certaine permanence et stabilité afin de garantir un meilleur rendement énergétique avec le plus faible coût possible.

L'installation d'un parc éolien dans un site ou dans une région, nécessite aussi une analyse très rigoureuse des lieux afin de promouvoir les capacités de ces régions en termes d'énergie. Cette analyse est relative initialement à une connaissance de la géographie, l'horographie, la géologie, le climat, la forme et la nature du terrain, l'hydrographie, connaître aussi le milieu naturel (flore, faune) ainsi que les ressources humaines, le réseau routier et le réseau électrique de distribution.

Le choix des aérogénérateurs (puissance, hauteur, diamètre), leurs orientations d'une part et d'autre part le coût du kilowattheure produit, s'avèrent primordial pour optimiser une installation éolienne sous le critère suivant : *“ garantir le maximum de profil énergétique avec un faible coût possible ”*.

I État de l'art des aérogénérateurs

I.1. Introduction

De puis longtemps, le vent a été utilisé pour générer de l'énergie mécanique dont nous citons : La propulsion des navires dès l'antiquité (3000 ans avant notre ère), les moulins (à céréales, olives...), le pompage, la forge dans l'industrie.....

À la fin du XIXe siècle et avec l'avènement de l'électricité, les aérogénérateurs ont fait leurs débuts. Le métrologue danois Poul La Cour ait été le premier à avoir associé une turbine éolienne à une dynamo au Danemark en 1891 [10].

En 1974, la crise pétrolière fut surtout l'étincelle de relancer les recherches et les expériences dans le monde des éoliennes, mais cette fois à plus grande échelle. Vers la fin des années 1980, le marché des systèmes raccordés au réseau a connu un épanouissement en Europe, au États Unis et également en Asie et ensuite l'Afrique du Nord. En raison de la facilité d'obtention de leurs rentabilités dans les sites isolés, des petites éoliennes, allant de quelques 100W à quelques 10 kW sont commercialisées depuis un certain temps. La figure (01) montre l'évolution des dispositifs éoliens de l'Antiquité à nos jours.

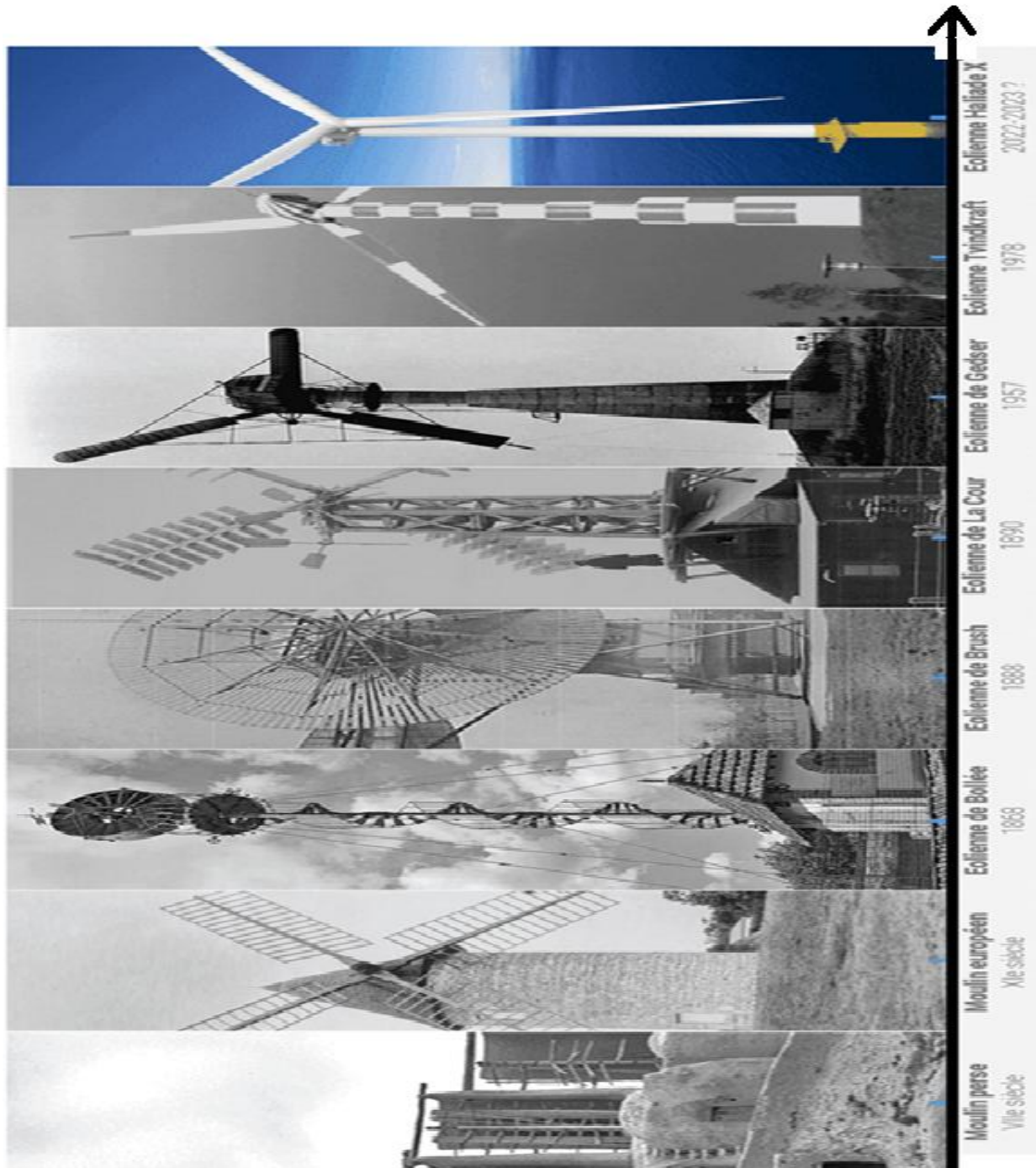


Figure (IV.1) : Évolution des aérogénérateurs [1]

I.2. Types de turbines

Dans le domaine de la technologie des dispositifs de conversion d'énergie, on distingue deux grandes catégories d'éoliennes. Ces deux dernières sont liées à leurs configurations géométriques de l'arbre sur lequel l'hélice est montée [21] :

- ✓ - Les turbines éoliennes à axe horizontal.
- ✓ - Les turbines éoliennes à axe vertical.

I.2.1. Turbines éoliennes à axe vertical

Plusieurs familles de technologies à axe vertical ont été développées et mises en œuvre, mais elles sont aujourd'hui assez marginalisées. La figure (IV.2) présente les technologies principales.



Éolienne types Darrieus



Eolienne types Darrieus



Éolienne types Savonius



Éolienne type Darieus et savonius

Figure (IV.2) : Technologies principales des turbines à axes verticales [21]

Plusieurs avantages sont envisagés

- ✓ Machinerie au sol, aucun besoin d'être orienté en fonction de la direction du vent.
- ✓ Un couple de démarrage élevé, une construction simple (Savonius).
- ✓ Une vitesse de rotation faible (alors peu bruyante).

Et parmi les inconvénients :

- ✓ Le guidage mécanique, en particulier le palier bas qui doit supporter le poids de l'ensemble du moteur.
- ✓ Il est parfois nécessaire d'entraîner au démarrage dans la turbine Darrieus.
- ✓ Rendement aérodynamique inférieur par rapport aux turbines à axes horizontaux.
- ✓ Les courbes des coefficients de puissances en fonction des vitesses spécifiques sont fortement en cloche d'où la nécessité d'optimiser la vitesse de rotation par rapport à la vitesse du vent.

I.2.2. Turbines éoliennes à axe horizontal

Aujourd'hui, la technologie prédominante est celle à axe horizontal avec une turbine tripale, parfois bipale.

L'axe de rotation de ces éoliennes est à l'horizontale du terrain. Le plus grand nombre des éoliennes commercialisées font partie de cette catégorie [26]. Bien qu'elles soient souvent accompagnées d'un mécanisme d'orientation des pales, elles offrent cependant un rendement aérodynamique supérieur à celui des turbines à axes verticales.

De un et trois pales sont utilisées dans ce type de turbines, le rotor tripale étant le plus couramment employé car il offre un compromis entre le coefficient de puissance, le coût et la vitesse de rotation du capteur éolien [5]. Ce genre d'éolienne est devenu le plus populaire par rapport à celles à axe vertical, car ils sont moins coûteux, moins soumis aux contraintes mécaniques et la position du récepteur à plusieurs dizaines de mètres du sol favorise l'efficacité.

En revanche, sa conception est plus complexe mais également plus onéreuse [22]. La figure (IV.3) montre les types d'éolienne à axe horizontale



Figure (IV.3) : Types d'éolienne à axe horizontal [9]

I.3. Comparaison des différents types de turbines

D'un point de vue aérodynamique, les différents genres de turbines peuvent être comparés par rapport à leurs coefficients aérodynamiques de puissance C_p (qui sera détailler dans le paragraphe 1.6) ou par rapport au couple en fonction de la vitesse normalisée (réduite ou spécifique) λ comme le montre la figure (II.4) [10]

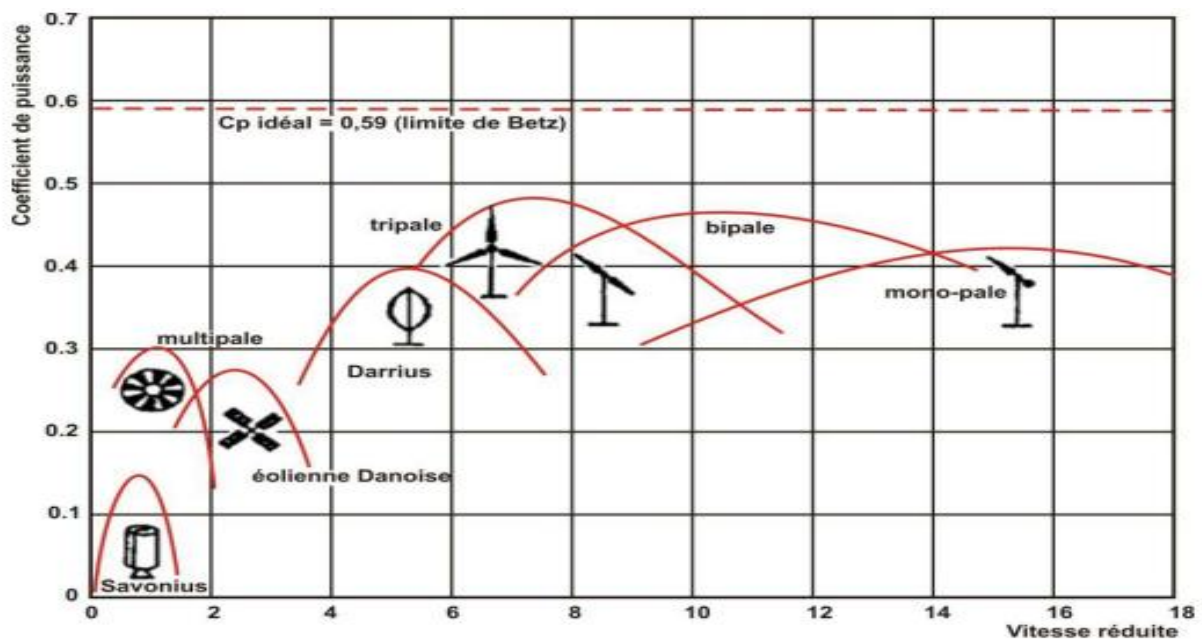


Figure (IV.4) : Coefficients de puissance de la vitesse normalisée λ pour différents types de turbines [26]

Tout d'abord, on constate que les éoliennes à axe horizontal ont un rendement supérieur aux autres formules, ce qui explique leur prédominance sur le marché des machines. L'avantage des axes horizontaux en termes de puissance est clairement évident dans les courbes $C_p = f(\lambda)$. Avec :

C_p : le coefficient de puissance

λ : la vitesse normalisée (spécifique)

Les axes horizontaux à faible nombre de pales (2 et 1) présentent des courbes $C_p=f(\lambda)$ plus plates que les axes verticaux ou les multi-pales. Ainsi, elles sont moins affectées par les fluctuations de λ autour de la vitesse spécifique optimale (λ_{opt}).

I.4. Classification des éoliennes

De nos jours, les performances et la fiabilité des éoliennes découlent des améliorations significatives dans :

- ✓ Les technologies de conception structurelle [3] [25].
- ✓ l'usage de matériaux nouveaux pour la fabrication des pales de la turbine.
- ✓ L'ingénierie électrique et mécanique.

C'est ainsi que l'on produit aujourd'hui des éoliennes de plusieurs MW (par exemple, la turbine américaine Mod 5-B avec une puissance de 3,2 MW et une hélice de 97,5 m de diamètre [25]).

I.4.1. Classification selon l'Échelle

Le tableau (IV.1) ci-dessous présente une classification des aérogénérateurs en fonction de leur puissance produite et du diamètre du rotor l'hélice [25] :

Puissance produite	Diamètre de l'hélice	Échelle
Plus de 1Mw	Moins de 12 mètre	Grande
De 40 Kw à 999 Kw	Entre 12 et 46 mètre	Moyenne
Moins de 40 Kw	Plus de 46 mètre	petite

Tableau (IV.1) : Classification des turbines éoliennes

I.4.2 Classification selon la chaîne électromécanique de conversion :

I.4.2.1. Éoliennes à vitesse fixe

Les premières installations d'éoliennes de grande puissance ont été réalisées en utilisant une machine asynchrone à cage directement connectée au réseau électrique (Figure(IV.5)). Un multiplicateur entraîne cette machine et maintient sa vitesse à peu près constante grâce à un système mécanique d'orientation des pales (pitch control). [15]

Les machines à cage asynchrones ne requièrent qu'une installation assez basique. Les batteries de condensateurs de compensation de la puissance réactive sont fréquemment combinées à un démarreur automatique progressif à gradateur qui permet de réduire le temps de réponse au moment de la connexion au réseau [2,11]

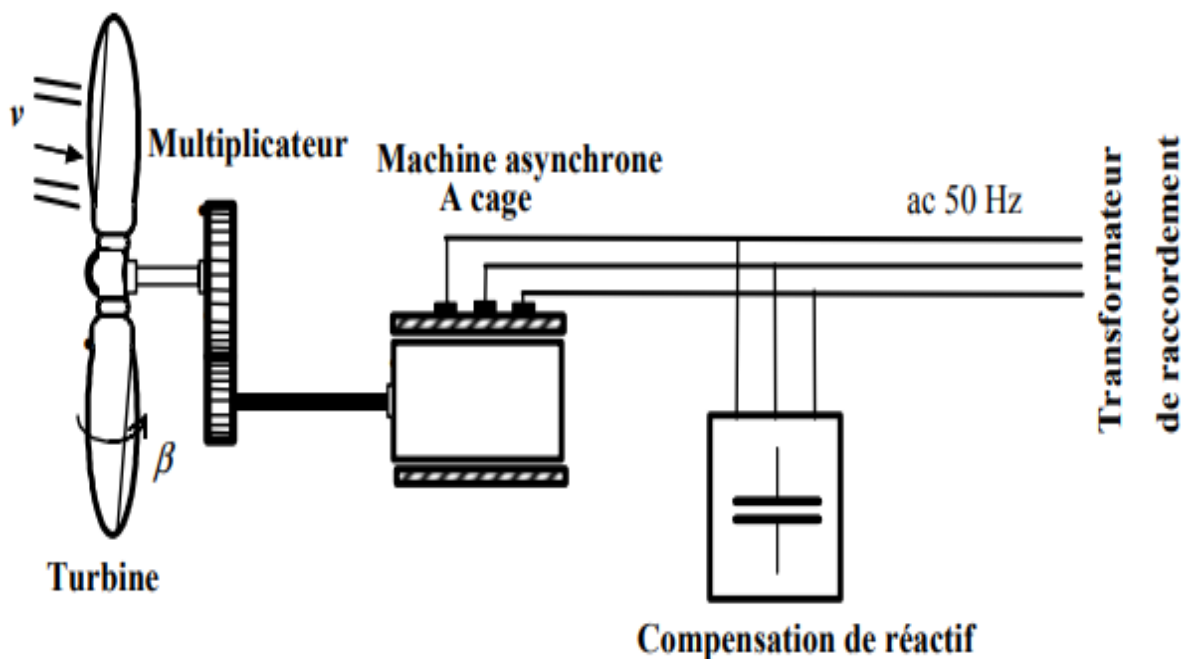


Figure (IV.5) : Éolienne à vitesse fixe

I.4.2.2. Éoliennes à vitesse variable

Ce type d'éolienne, utilise les machines asynchrone à double alimentation (MADA). Dans ce genre de génératrice, pour optimiser la puissance convertie, il est nécessaire d'ajuster la vitesse de la turbine en fonction de la vitesse du vent. C'est la raison pour laquelle les éoliennes de grande puissance connectées aux réseaux de haute et moyenne tension sont de plus en plus utilisées à des vitesses variables.

En outre, par rapport aux génératrices à vitesse fixe, les éoliennes à vitesse variable présentent les avantages suivants [13]:

- Le dispositif d'orientation des pales est simplifié car la régulation de la vitesse du générateur par le biais du couple électromagnétique réduit le rôle du système d'orientation des pales. Ce dernier interviendra principalement pour modérer la vitesse de la turbine en cas de vents forts. Par conséquent, pour des vitesses de vent réduites, l'angle d'orientation des pales devient fixe.
- Une extension de l'intervalle de fonctionnement (particulièrement pour les vitesses de vent basses) où la puissance maximale est transformée.
- à faible puissance le bruit lors des fonctionnements est réduit.
- Réduction des efforts mécaniques car la vitesse de la turbine est rapidement adaptée lors des variations du vent.
- Meilleure intégration de l'éolienne dans le réseau électrique.

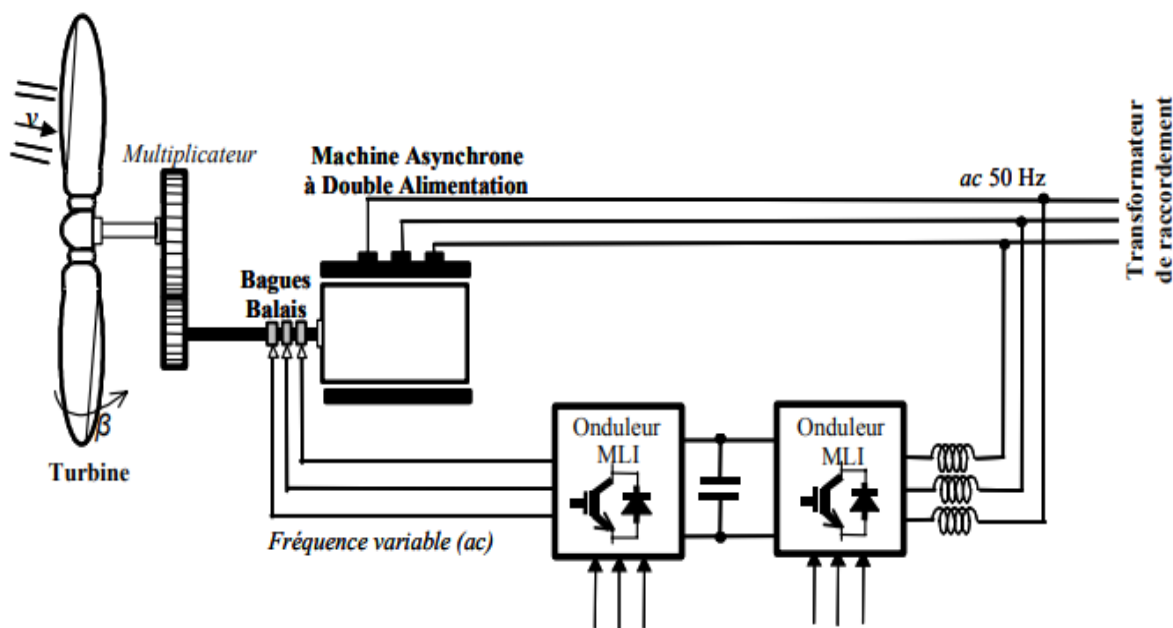


Figure (IV.6) : Éolienne à vitesse variable

On peut citer aussi les éoliennes basées sur les machines synchrones à aimants Permanents (MSAP). Ce type d'éolienne présente un fonctionnement à vitesse variable sur toute la plage de vitesse avec une puissance extraite optimisée pour les vents faibles et une connexion de la machine facile à gérer. [16]

I.5. Conception d'un aérogénérateur

Il est essentiel de prendre en considération plusieurs facteurs pour comprendre un aérogénérateur et son fonctionnement. Dans cette partie on ne cherche donc pas à définir exhaustivement le fonctionnement de ce dernier, mais on va éclairer des aspects particuliers de l'éolien.

Une centrale éolienne traditionnelle est essentiellement constituée des éléments suivants [16]

- **Le mat** : c'est le support de la nacelle et le rotor de la turbine.
- **La nacelle** : La nacelle se compose d'une série de composants mécaniques reliant le rotor éolien au générateur électrique : les arbres, le multiplicateur, le roulement, le frein à disque qui stoppe l'appareil en cas de surcharge, le générateur, souvent une machine synchrone ou asynchrone, et les systèmes d'orientation des pales hydrauliques ou électriques (frein aérodynamique). Le système de gestion électronique de la turbine éolienne est aussi intégré.
- **Les pales** : Ils sont utilisés pour capter l'énergie du vent et la transmettre au rotor. La quantité de pales peut différer en fonction des éoliennes. Le système tripale est actuellement le plus employé, car il permet de réduire les vibrations, le bruit et la fatigue du rotor par rapport à un système bipale ou mono pale.

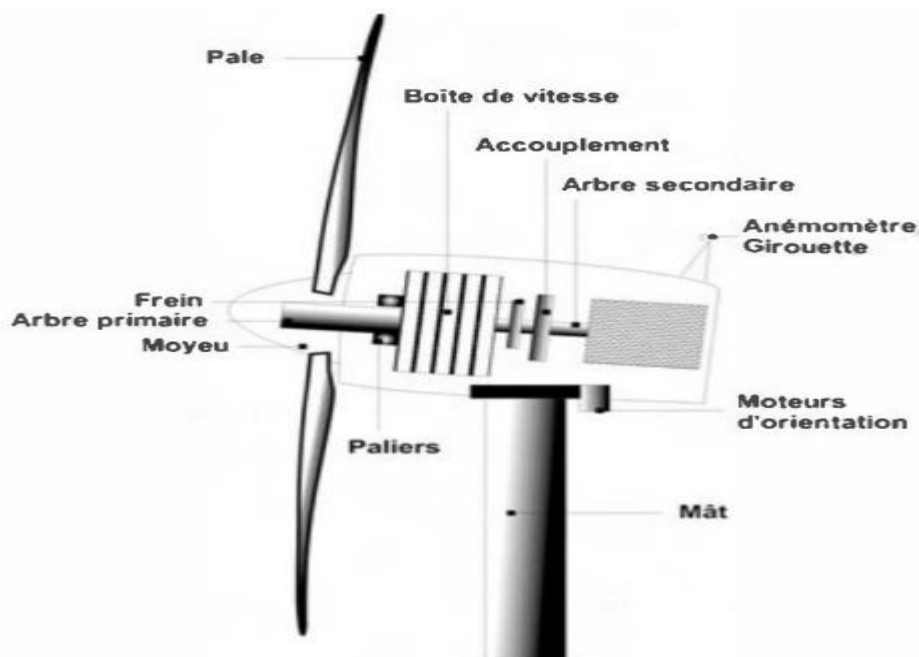


Figure (IV.7) : Construction d'une éolienne

I.6. Puissance du vent et limite de *BETZ*

En 1919, l'ingénieur Allemand Albert Betz a introduit les fondements qui décrivent le fonctionnement d'un capteur éolien, puis les a publiées dans son ouvrage intitulé «Wind Energie and ihre Ausnutzung durch Windmühlen», ou «L'énergie du vent et son extraction par les moulins à vent» en 1926. Cette théorie a été développée pour les deux types d'éoliennes, à axe vertical et à axe horizontal [4].

Selon l'équation (IV.1), on peut représenter l'énergie cinétique E_c d'une masse d'air m_a qui se déplace à une vitesse V_x .

La masse m_a correspond à celle d'un cylindre d'air lié à la forme idéale d'un capteur fictif de rayon fixé, comme illustré dans la Figure (IV 08).

$$E_c = \frac{1}{2} m_a V_x^2 = \frac{1}{2} \rho_a \pi R_t^2 x V_x^2 \quad (IV.01)$$

Avec :

ρ_a : La densité de l'air.

R_t : Le rayon

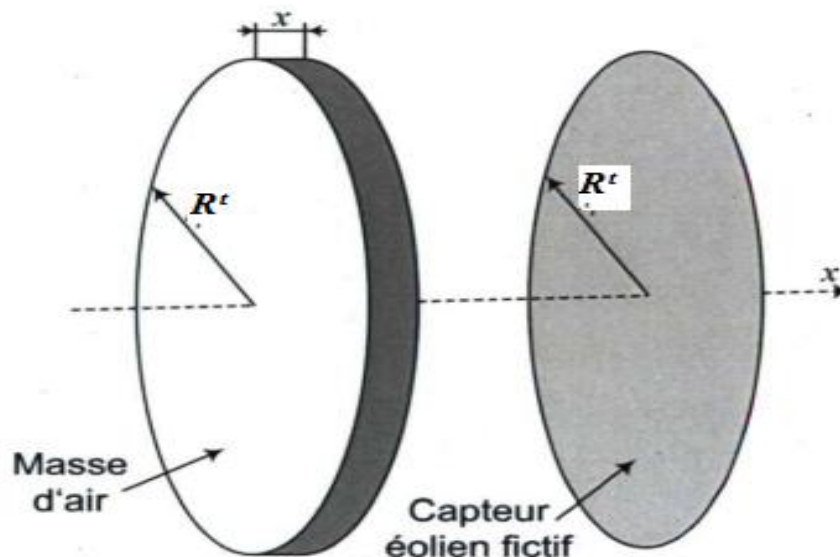


Figure (IV.8) : Masse d'air associée à un capteur fictif idéal.

La dérivée de l'énergie cinétique E_c par rapport au temps t donne la puissance disponible dans le vent. À vitesse V_x constante, la seule variable est la position x ; l'expression de la puissance du vent est alors celle présentée par l'expression (IV.4) [19].

$$P_v = \frac{dE_c}{dt} \quad (\text{IV.2})$$

$$P_v = \frac{1}{2} \rho_a \pi R_t^2 V_x^2 \frac{dx}{dt} \quad (\text{IV.3})$$

$$P_v = \frac{1}{2} \rho_a \pi R_t^2 x V_x^3 \quad (\text{IV.4})$$

En régime permanent et à une vitesse du vent constante, la dernière équation que la puissance extraite du vent dépend du cube de sa vitesse, de la surface balayée et des conditions atmosphériques.

Le fonctionnement des éoliennes est expliqué par des lois théoriques qui reposent sur la préservation de la masse et de l'énergie dans un courant d'air.

Si on considère un tube de vent à la vitesse v_1 perpendiculaire à une surface S . Une fois au delà de cette surface, le tube s'élargit et adopte une autre vitesse v_2

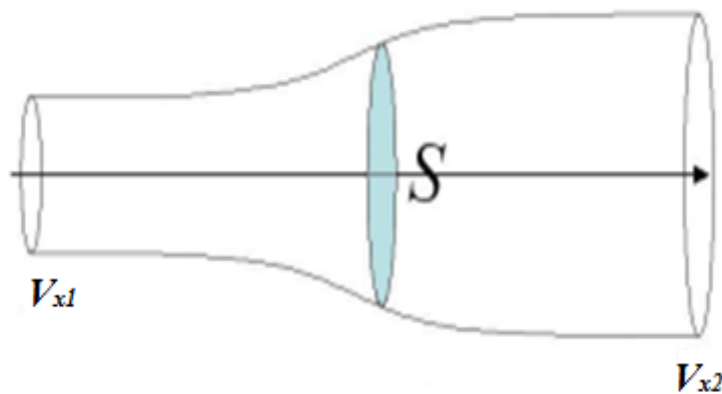


Figure (IV.9) Tube d'air

La puissance contenue dans le vent est définie par la variation de l'énergie par rapport au temps :

$$P_v = \frac{dE_{c1}}{dt} - \frac{dE_{c2}}{dt} = \frac{1}{2} \rho_a \pi R_t^2 \frac{dx}{dt} (V_{x1}^2 - V_{x2}^2) \quad (IV.5)$$

En mécanique newtonienne, la conservation de la quantité de mouvement \emptyset représente l'énergie cinétique, ce qui implique qu'une variation de la quantité de mouvement d'un objet correspond à une force F donc :

$$F = \frac{d\emptyset}{dt} \quad (IV.6)$$

$$F = \rho_a \pi R_t^2 \frac{dx}{dt} (V_{x1} - V_{x2}) \quad (IV.7)$$

En multipliant l'équation (IV.7) par V_x on obtient :

$$P_v = \rho_a \pi R_t^2 V_x^2 (V_{x1} - V_{x2}) \quad (IV.8)$$

Et à partir des équations (IV.05) et (IV.08) on obtient :

$$V_x = \frac{V_{x1} + V_{x2}}{2} \quad (IV.9)$$

En une dérivation de l'expression de la puissance P par rapport à la vitesse V_2 et en analysant sa variation, nous obtenons une seule solution physique qui corresponde au maximum de la puissance captée par le rotor [7]:

$$V_2 = \frac{V_1}{3} \quad (IV.10)$$

Donc :

$$P_{max} = \rho_a S \left(\frac{2}{3}V_1\right)^2 \left(\frac{2}{3}V_1\right) \quad (IV.11)$$

$$P_{max} = \frac{16}{27} \left(\frac{1}{2} \rho_a S V_1^3 \right) \quad (IV.12)$$

La valeur $16/27$, correspond à la fraction maximale de l'énergie théoriquement récupérable dans le tube de courant.

Afin de classer les aérogénérateurs par rapport à cette limite de Betz, on utilise généralement le coefficient de puissance défini par [7]:

$$C_p = \frac{P_{\text{éolienne}}}{\frac{1}{2} \rho_a S V_1^3} \quad (IV.13)$$

Et la vitesse spécifique λ :

$$\lambda = \frac{\Omega \cdot R_t}{V_1} \quad (IV.14)$$

La figure (IV.10) montre les variations du coefficient de puissance C_p en fonction de la vitesse spécifique pour des turbines réelles à axe horizontal à 1 jusqu'à 4 pales [26], notons que sa valeur reste bien en dessous de la limite de Betz

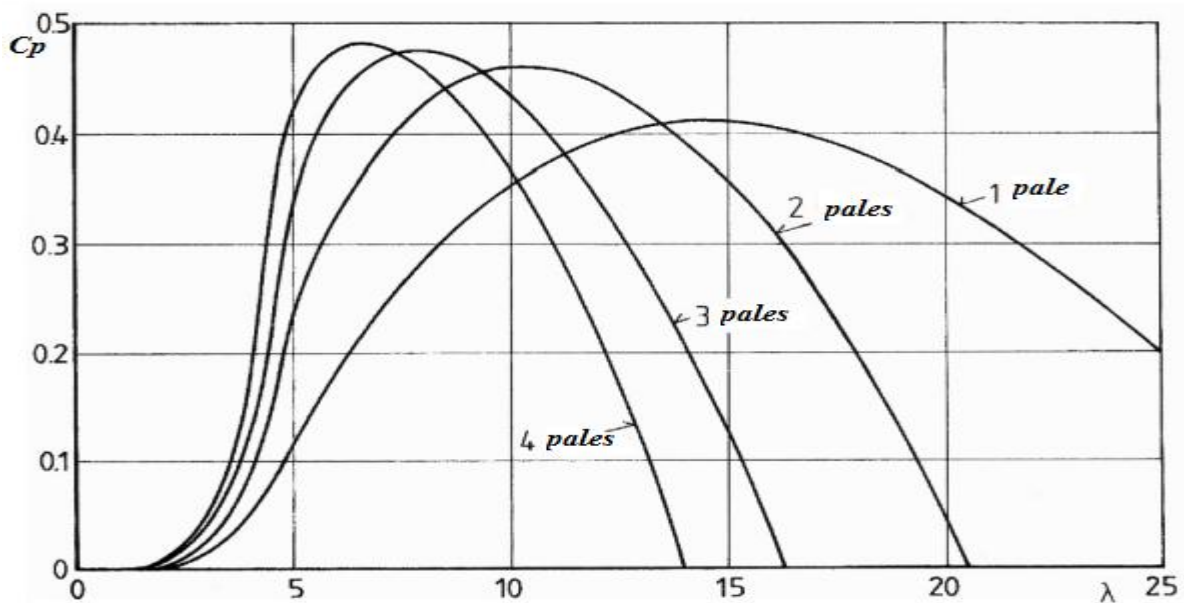


Figure (IV.10) : Évolution du coefficient de puissance C_p [26]

I.7. Démarrage et arrêt de l'éolienne :

Une turbine éolienne est conçue pour générer une puissance appelée puissance nominale (P_n) sur son arbre. Cette puissance P_n est obtenue quand le vent atteint la vitesse nominale v_n . Si la vitesse du vent dépasse v_n , il est nécessaire de modifier les paramètres de la turbine éolienne pour éviter la destruction de cette dernière, de manière à ce que sa vitesse de rotation reste pratiquement constante, et à partir de la vitesse de démarrage v_d , l'éolienne commence à produire de l'énergie.

A la vitesse maximale du vent, v_m , la turbine ne convertit plus l'énergie éolienne. Cela est montré dans la figure (IV.11) [10] :

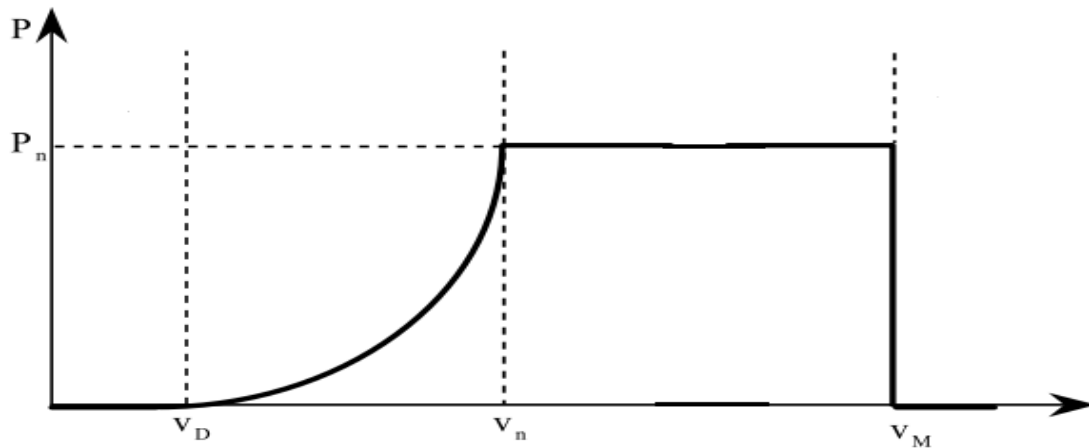


Figure (IV.11) : Diagramme de la puissance utile sur l'arbre en fonction de la vitesse du vent

II. Dimensionnement d'un parc éolien

II.1 Puissance effective d'une éolienne

Le générateur éolien transforme la puissance mécanique du vent en une puissance électrique (figure (IV.12))

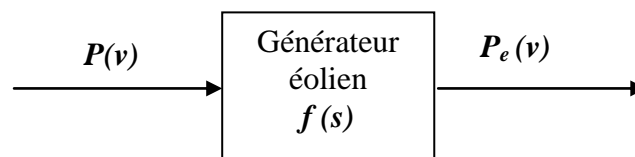


Figure (IV.12) : Schéma bloc de l'éolienne

La fonction de transfert f s'écrit :

$$f = \frac{P_e(v)}{P(v)} = C_e(v) \quad (IV.15)$$

$C_e(v)$ est le coefficient d'efficacité de l'éolienne, il est donné par [3] :

$$C_e = C_p \cdot \mu_e \cdot \mu_m \quad (IV.16)$$

Avec :

C_p : Le coefficient de puissance.

μ_e : Le rendement électrique.

μ_m : Le rendement mécanique.

L'efficacité éolienne (C_e) peut s'écrire sous la forme polynomiale suivante : [23]

$$\begin{cases} C_e = \sum_{i=0}^6 a_i & \text{if } v_a \leq v \leq v_d \\ C_e = 0 & \text{if } v_d > v \text{ or } v > v_a \end{cases} \quad (IV.17)$$

Avec : v_d est la vitesse de démarrage.

v_a est la vitesse d'arrêt.

II.2. Puissance moyenne d'une éolienne

La puissance moyenne d'une éolienne est calculée par la formule [3, 5,20]

$$\bar{P} = \int P_e(v) \cdot f(v) dv$$

II.3. Le facteur de capacité d'une éolienne

Le facteur de capacité C_f d'une éolienne est défini par le rapport entre la puissance produite et la puissance nominal tel que [14]:

$$C_f = \frac{\bar{P}}{P_N} \quad (IV.19)$$

Ce dernier nous déterminera la capacité que l'éolienne peut fournir dans un site choisit.

II.4. Estimation de l'énergie produite par un parc éolien

Pour produire une quantité d'énergie importante et significative, il est nécessaire d'installer un parc éolien composé de plusieurs éoliennes. En effet, l'installation, l'exploitation et l'entretien de ces derniers sont plus simples que ceux de plusieurs unités dispersées, tout en offrant la même puissance.

L'énergie moyenne récupérable sur une année par une éolienne, est égale à [3, 14,24] :

$$E_e = T \cdot P_e = 8760 \cdot P_e = \int_0^{\infty} 8760 \cdot P_i(v) \cdot f(v) dv \quad (IV.20)$$

Pour un parc de N éoliennes et en introduisant l'effet de parc qui représente une diminution de 5% de l'énergie totale du parc [24] :

$$E_T = N (1 - 0.05) \cdot 8760 \cdot \int_0^{\infty} P_e(v) \cdot f(v) dv \quad (IV.21)$$

II.5. Implantation de la ferme éolienne

L'implantation des éoliennes consiste à poser la turbine et ses accessoires à des emplacements optimaux sur le site sélectionné. Les éoliennes sont placées en rangées avec la direction du vent entrant perpendiculaire à celle-ci, comme le montre la Figure (IV.13)

L'implantation de plusieurs éoliennes peut avoir un impact sur celles qui sont à proximité en raison des turbulences créées par la rotation des pales. Pour réduire l'impact de la turbulence, une distance de $3 D$ à $4 D$ est envisagée entre les rangées où D est le diamètre du rotor.

Par ailleurs, l'espacement entre les rangées est aux environs de $10 D$, de manière à ce que le vent traversant une turbine soit restauré avant d'interagir avec la turbine suivante. On note que cet espacement peut être augmenté d'améliorer les performances, L'inconvénient réside dans la surface du terrain occupée, qui sera relativement plus grande, ce qui nous oblige à conquérir d'autres ressources [14,22].

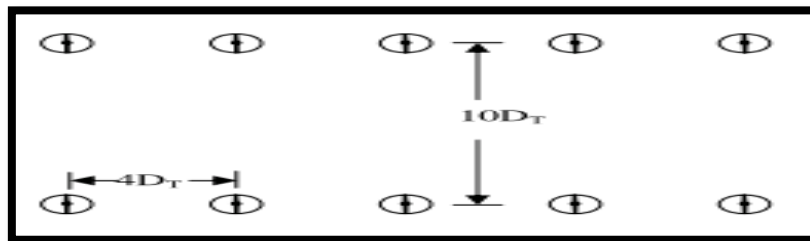


Figure (IV.13) La ferme éolienne [14,22]

III. Dimensionnement et optimisation d'un parc éolien à Tindouf

Nous avons déjà vu dans le chapitre précédent, que Tindouf acquière trois sites A, B et C propice pour l'installation d'éventuel parc éolien. Afin de choisir parmi ces derniers, le quel est le plus adéquat et favorables pour implanter un parc éolien répondant aux exigences énergétiques et économiques, on va dimensionner trois parc de puissances différentes (10, 20, 30) mégawatt avec différentes turbines et différentes hauteurs (50, 100, 150) mètres.

L'estimation de l'énergie produite ainsi que le coût du kilowattheure vont nous permettre par la suite de s'avoir quel est le ou les sites les plus rentables.

III.1. Choix des éoliennes

A partir de la bibliothèque WindPro on a retenu les aérogénérateurs présentés avec leurs principales caractéristiques dans le tableau (IV.2) suivants :

Hauteur du moyeu (m)	Générateur	Puissance nominale P (Kw)	Diamètre du rotor (m)
50	EWT DW 54 (wt50a)	500	54
50	EWT DW54 (wt50b)	250	54
100	Largerwey LW72 (wt100a)	2000	71.2
100	Unison U113-2300 (wt100b)	2300	112.8
150	Eno 160-6.0 (wt150a)	6000	160
150	Eno 160-6.0 (wt150b)	2300	160

Tableau (IV.2) : Éoliennes choisies

Les figures suivantes montrent les puissances et les coefficients d'efficacité en fonction des vitesses du vent pour chaque éolienne :

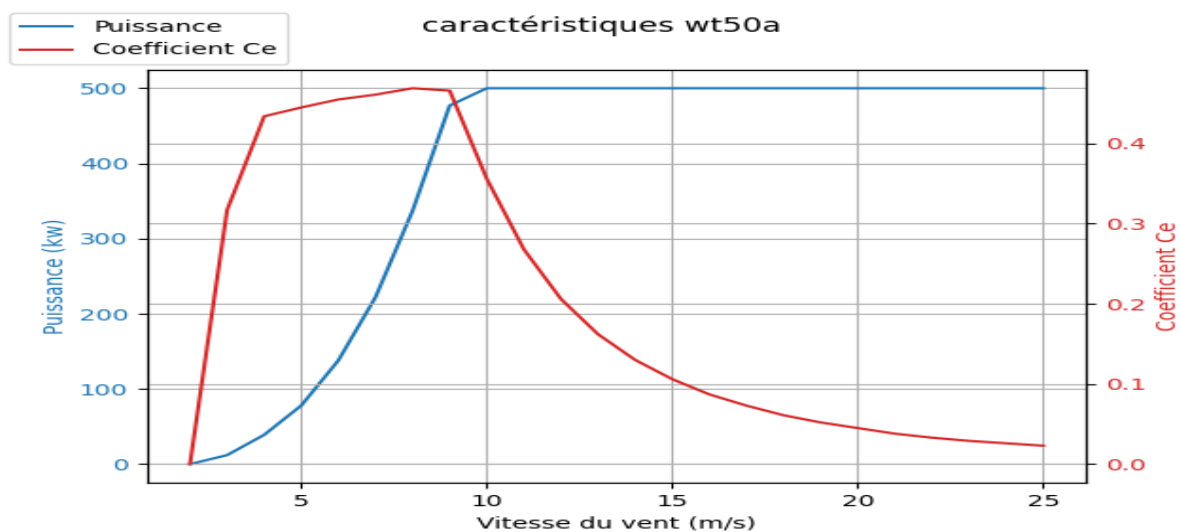


Figure (IV.14) : Caractéristiques wt50a

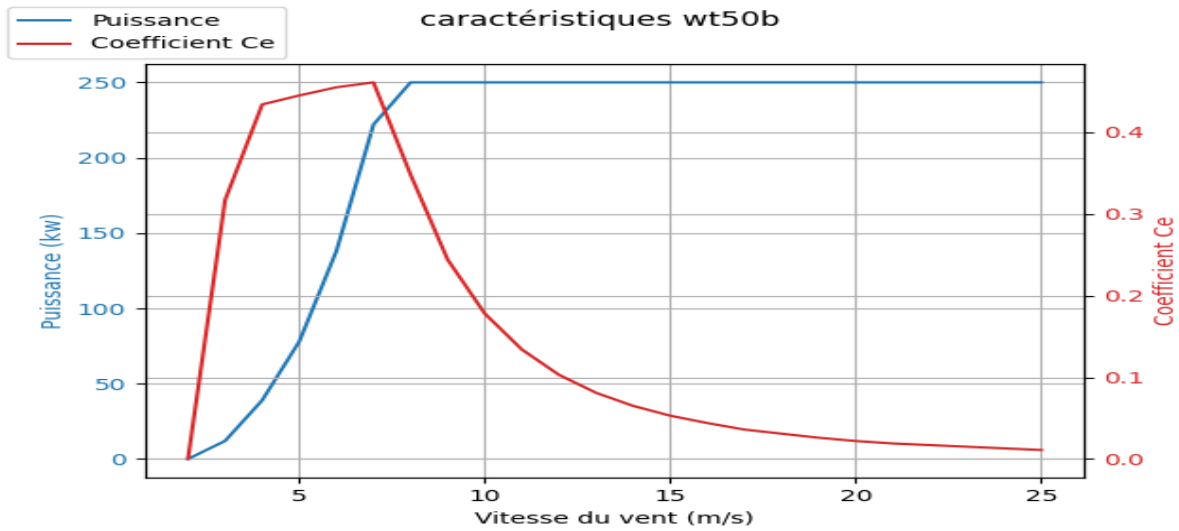


Figure (IV.15) : Caractéristiques wt50b

Pour le wt50a, il présente un démarrage à 2 m/s, un arrêt à 25 m/s. tandis que à 10 m/s on a la puissance optimale qui vaut 500 KW et un coefficient d'efficacité de 0.280. Pour le wt50b, il présente un démarrage à 2 m/s, un arrêt à 25 m/s. tandis que à 8 m/s on a la puissance optimale qui vaut 250 KW et un coefficient d'efficacité de 0.348.

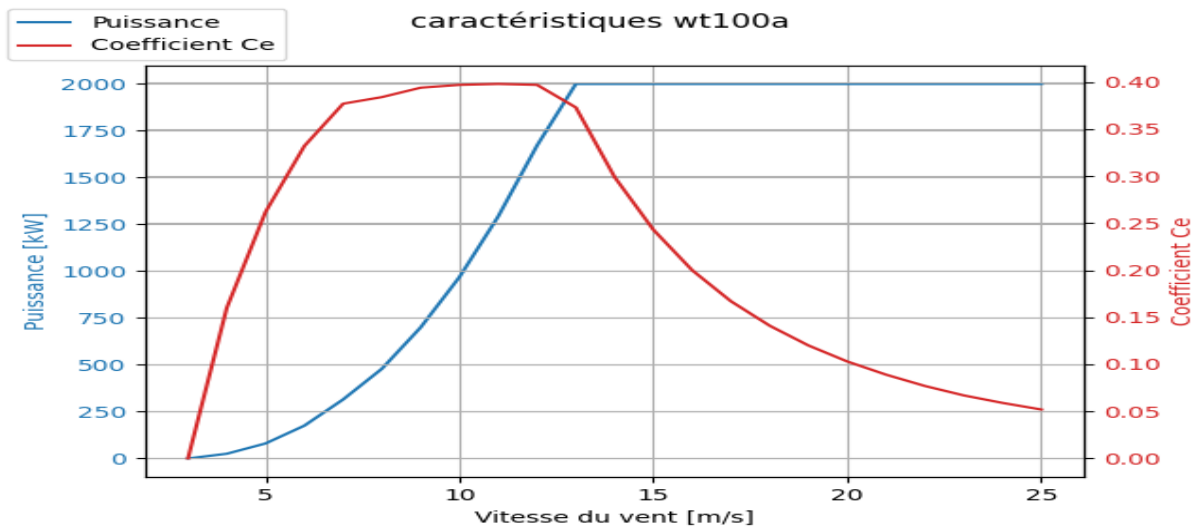


Figure (IV.16) : Caractéristiques wt100a

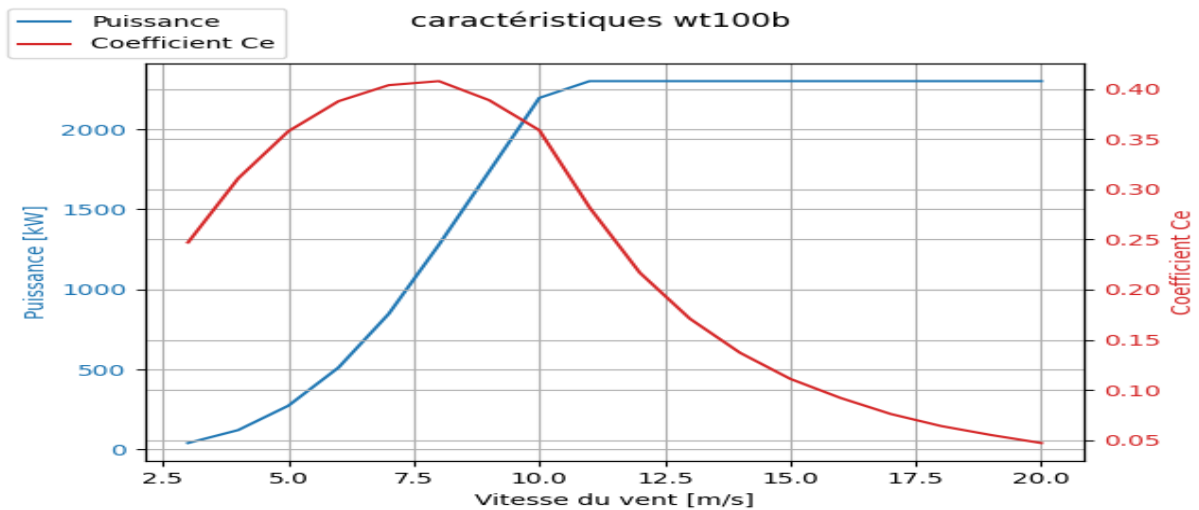


Figure (IV.17) : Caractéristiques wt100b

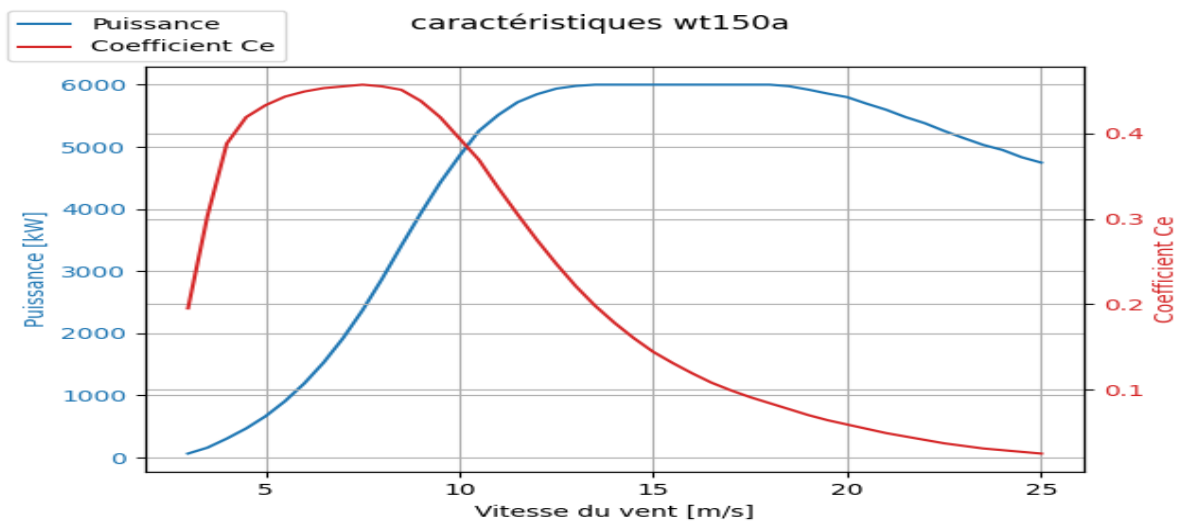


Figure (IV.18) : Caractéristiques de l'éolienne wt150a

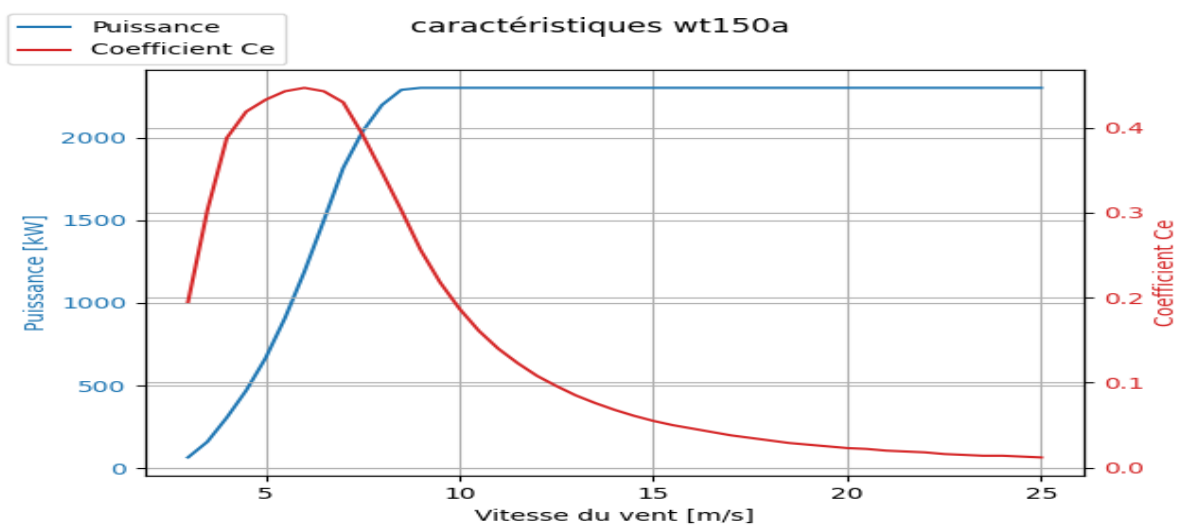


Figure (IV.19): Caractéristiques wt150b

Pour le wt100a, il présente un démarrage à 3 m/s, un arrêt à 25 m/s. tandis que à 13m/s on a la puissance optimale qui vaut 2000 KW et un coefficient d'efficacité de 0.373. Pour le wt100b, il présente un démarrage à 3 m/s, un arrêt à 20 m/s. tandis que à 11 m/s on a la puissance optimale qui vaut 2300 KW et un coefficient d'efficacité de 0.282. Pour le wt150a, il présente un démarrage à 3 m/s, un arrêt à 25 m/s. tandis que à 9 m/s on a la puissance optimale qui vaut 2300 KW et un coefficient d'efficacité de 0.256. Pour le wt150a, il présente un démarrage à 3 m/s, un arrêt à 25 m/s. tandis que à 13.5 m/s on a la puissance optimale qui vaut 6000 KW et un coefficient d'efficacité de 0.198.

III.2. Puissance instantanée des aérogénérateurs

En se basant l'équation (IV.18), les courbes suivantes montrent les différentes puissances instantanées des aérogénérateurs pour les trois sites retenus A, B et C :

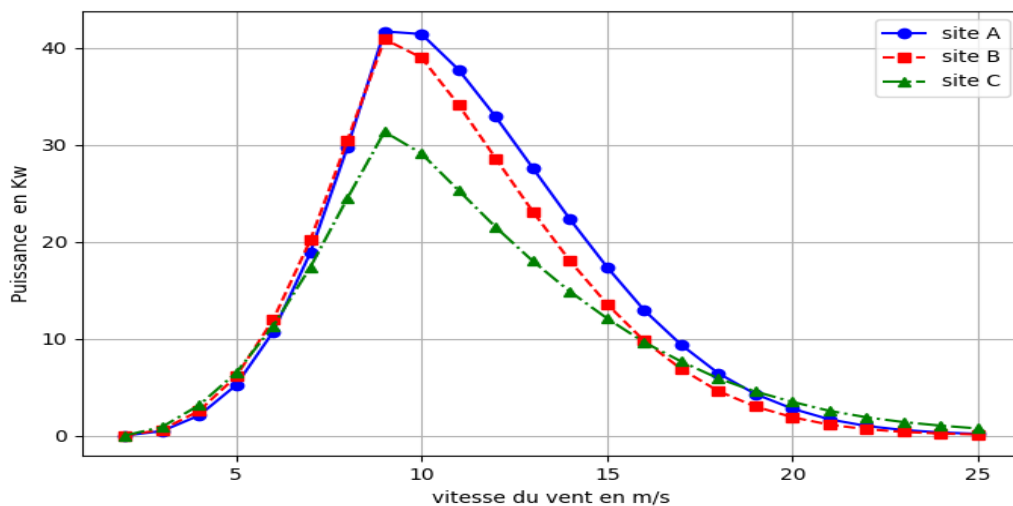


Figure (IV.20): Puissances instantanée wt50a

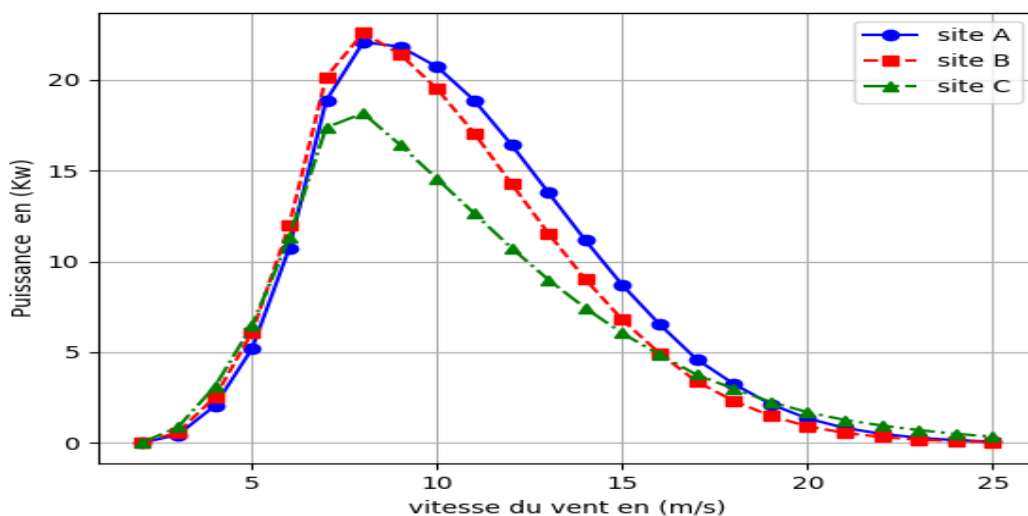


Figure (IV.21) : Puissances instantanée wt50b

Le tableau (IV.3) retient les puissances maximales des aérogénérateurs pour chaque site :

Site	Wt	$P(t)_{max}$ en (Kw)
A	Wt50a	41.67
B		40.87
C		31.33
A	Wt50b	22.05
B		22.57
C		18.15

Le tableau (IV.3) : Puissance instantanée maximal

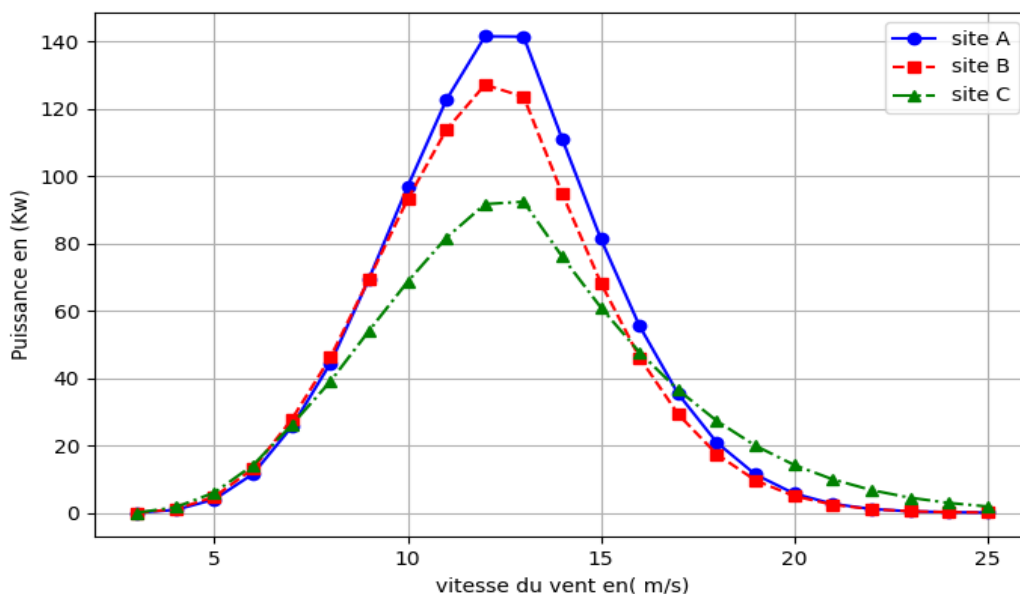


Figure (IV.22) : Puissances instantanée wt100a

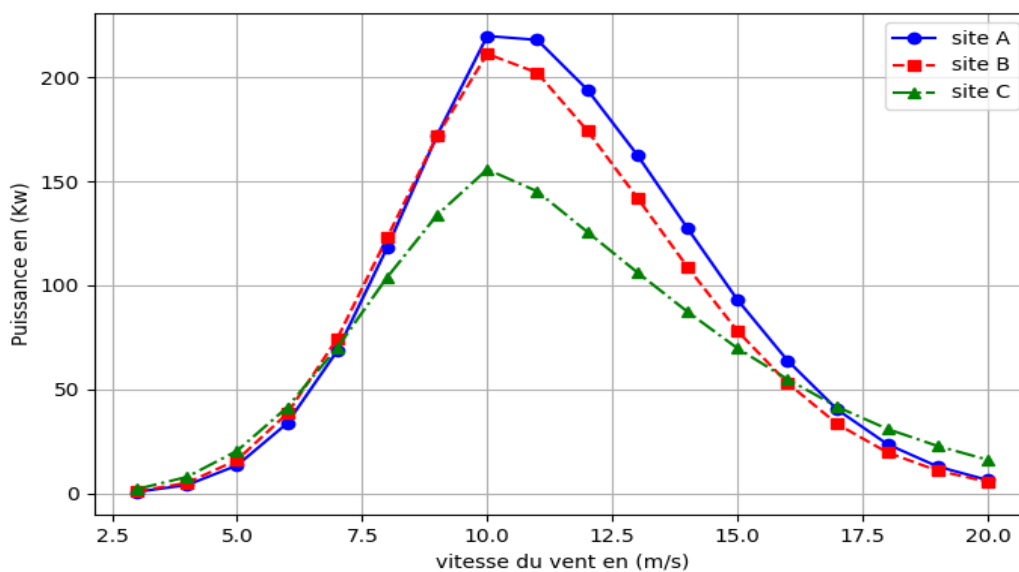


Figure (IV.23) : Puissances instantanée wt100b

Le tableau (IV.4) retient les puissances maximales des aérogénérateurs pour chaque site :

Site	wt	$P(t)_{max}$ en (Kw)
A	Wt100a	141.43
B		123.49
C		92.33
A	Wt100b	219.77
B		211.21
C		155.70

Le tableau (IV.4) : Puissance instantanée maximal

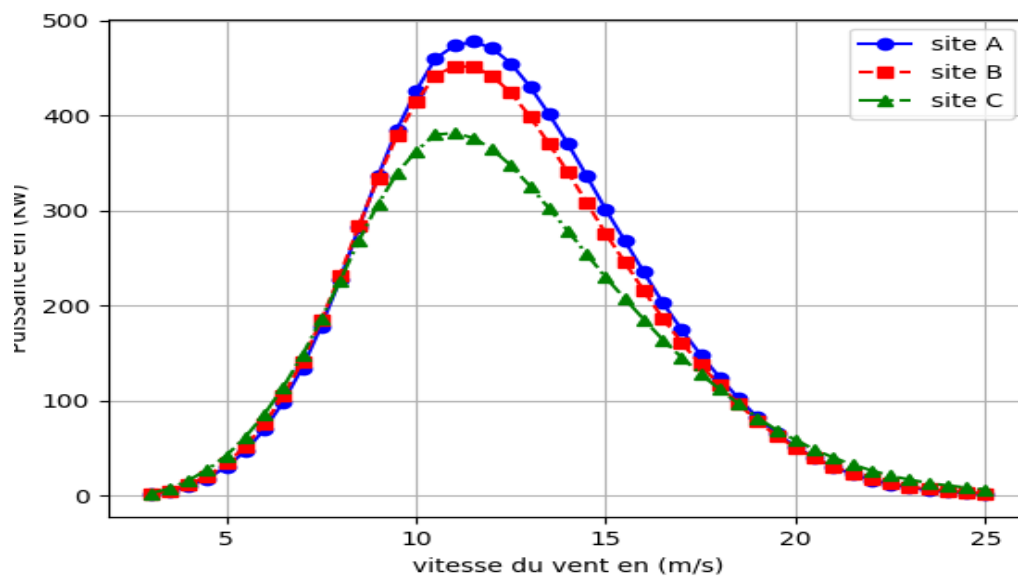


Figure (IV.24) : Puissances instantanée wt150a

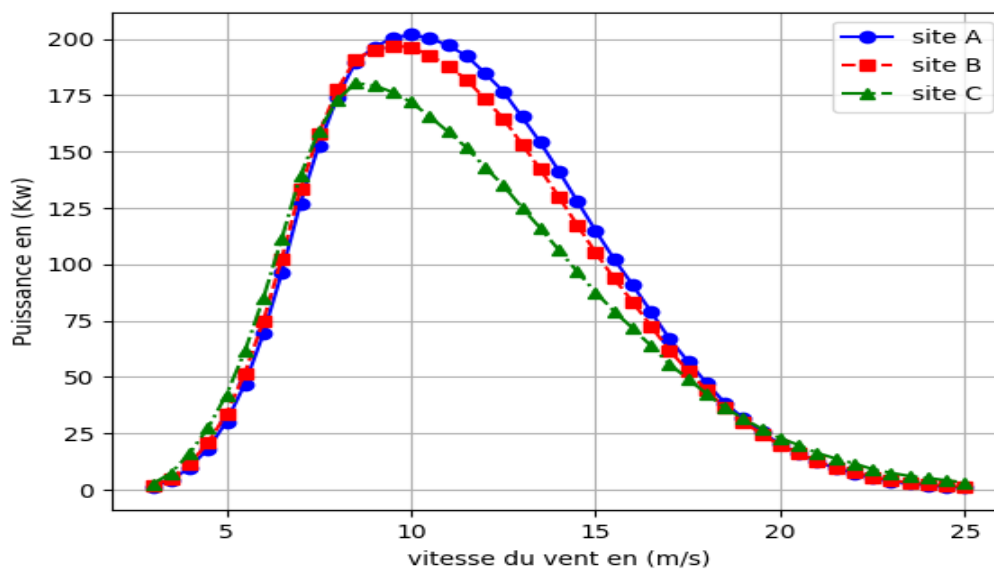


Figure (IV.25) : Puissances instantanée wt150b

Le tableau (IV.5) retient les puissances maximales des aérogénérateurs pour chaque site :

Site	wt	$P(t)_{\max}$ en (Kw)
A	Wt150a	477.63
B		451.57
C		381.37
A	Wt150b	201.97
B		197.01
C		180.54

Le tableau (IV.5) Puissance instantanée maximal

En comparant les valeurs des puissances instantanées des aérogénérateurs pour les trois sites, on voit que les puissances évaluées pour les sites A et B sont nettement meilleur que celle du site C.

Le tableau (IV.6) regroupe le quotient des puissances instantanées pour les trois sites retenues :

Wt	$P_A(t) / P_C(t)$	$P_B(t) / P_C(t)$
Wt50a	1.33	1.31
Wt50b	1.21	1.24
Wt100a	1.53	1.34
Wt100b	1.41	1.37
Wt150a	1.25	1.18
Wt150b	1.11	1.11

Tableau (IV.6) : Quotient des puissances instantanées

III.3. Puissance moyenne et énergie pour chaque aérogénérateur

Le tableau (IV.7) donne les puissances moyennes et l'énergie pour chaque aérogénérateur dans les sites A, B et C :

Wt	Sites	P_{moy} (KW)	E (MWh)
Wt50a	A	327.205	2866,32
	B	297.319	2604,51
	C	253.939	2224,50
Wt50b	A	190.46	1668.43
	B	177.68	1556.47
	C	153.24	1342.44
Wt100a	A	982,58	8607,42
	B	893,22	7824,63
	C	781,92	6849,66
Wt100b	A	1569,83	13751,76
	B	1466,36	12845,29
	C	1227,301	10751,16
Wt150a	A	4010,33	35130,532
	B	3838,21	33622,684
	C	3450,64	30227,65
Wt150b	A	1897,05	16618,16
	B	1841,13	16128,30
	C	1697,02	14865,94

Le tableau (IV.7) Puissances moyennes et énergie

La figure (IV.26) montre les variations du facteur de capacité C_f en fonction des sites retenus :

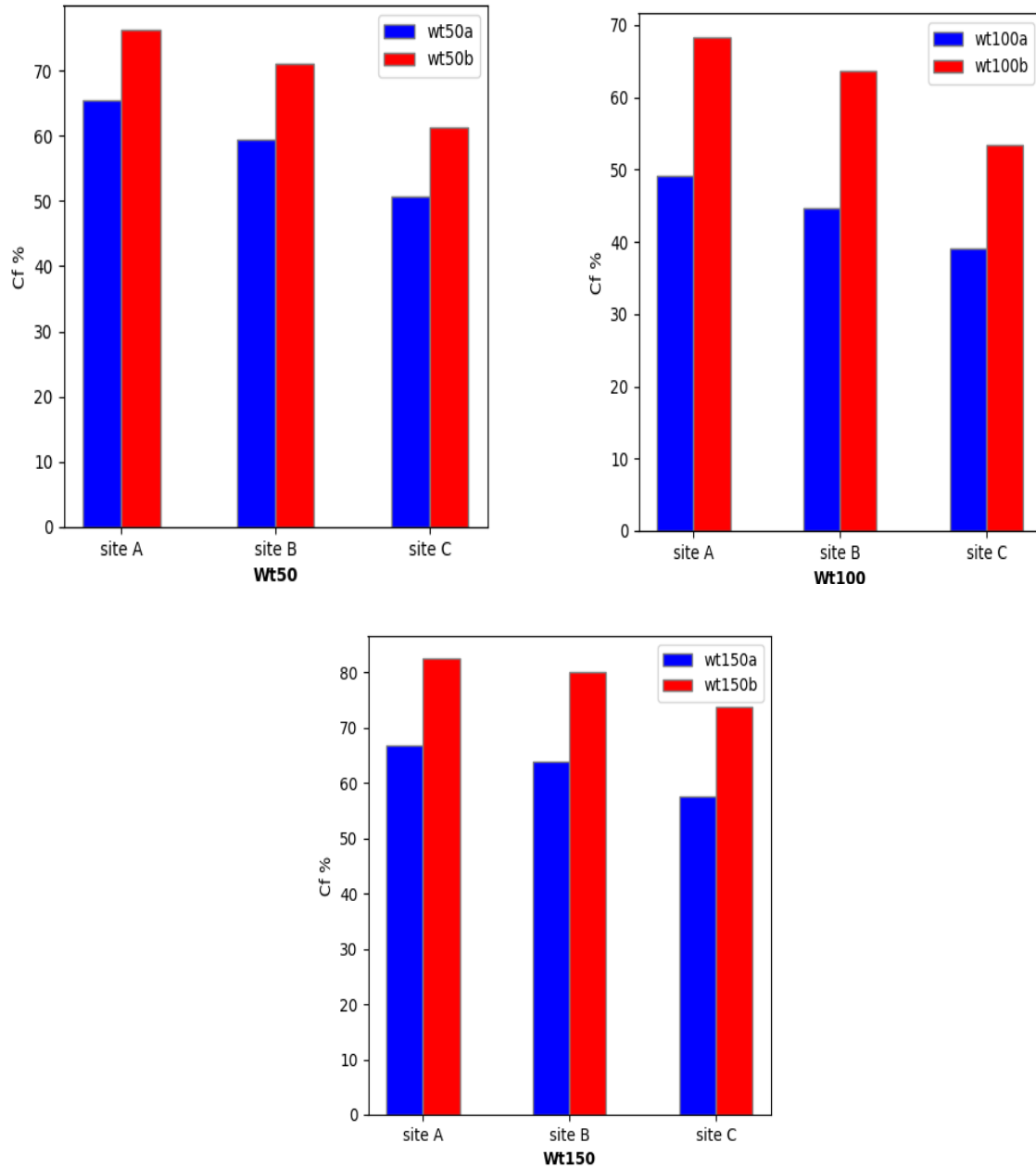


Figure (IV.26) : Variation du C_f en fonction des sites pour chaque éolienne

Les histogrammes de la figure (IV.26) montrent clairement que, les aérogénérateurs **Wt50b** et **Wt150b** offrent les meilleurs coefficients de capacité avec **76.18 %** pour le **Wt50b**, et **82.48%** pour le **Wt150b**. Tandis que pour les sites retenus, tous les aérogénérateurs ont un coefficient de capacité les plus élevés pour le site A et les plus faibles pour le site C.

On peut conclure que les hauteurs de 50 et 150 mètre offre un meilleur facteur de capacité avec une puissance moyenne maximale de 190,46 KW (1668,43 MWh) a 50 mètre et 1897,05 KW (16618,16 MWh) a 150 mètre.

III.4. Dimensionnement des parcs éolien

Notre objectif est d'installer des parcs éoliens de différentes capacités (10, 20 et 30) mégawatt. Afin de justifier le choix du ou des sites déjà retenus, on va estimer l'énergie produite et calculer le coût du kilowattheure pour chaque aérogénérateur.

Notre bute dans cette partie de notre travail est de dimensionner un parc éolien de différentes puissance tout en respectant les critères d'optimisation énergétique et économique.

III.4.1. Estimation de la puissance et l'énergie

Les tableaux (IV. 8, 9, 10, 11, 12,13) donne le nombre (N) d'aérogénérateur, l'énergie annuelle produite avec et sans effet de parc (E_T) et (E_T') ainsi que la puissance produite avec et sans effet de parc (P_T) et (P_T') pour chaque éolienne :

➤ Aérogénérateur *Wt50a*:

$P_{\text{nominale du parc}} (MW)$	Site	N	$P_T (Mw)$	$P_T' (Mw)$	$E_T (Mwh)$	$E_T' (Mwh)$
10	A	20	6,22	6,54	54460,051	57326.37
	B		5,65	5,95	49485,742	52090.25
	C		4,82	5,08	42265,594	44490.10
20	A	40	12,43	13,09	108920,103	114652.74
	B		11,30	11,89	98971,484	104180.51
	C		9,65	10,16	84531,189	88980.20
30	A	60	18,65	19,63	163380,15	171979.11
	B		16,95	17,84	148457,226	156270.76
	C		14,47	15,24	126796,783	133470.30

Tableau (IV.8) : Estimation de la puissance et l'énergie (Wt50a)

➤ Aérogénérateur *Wt50b*:

$P_{nominale\ du\ parc}\ (MW)$	<i>Site</i>	<i>N</i>	$P_T\ (MW)$	$P_T'\ (MW)$	$E_T\ (Mwh)$	$E_T'\ (Mwh)$
10	<i>A</i>	40	7,24	7,61	63400,294	66737,151
	<i>B</i>		6,75	7,10	59145,891	62258,832
	<i>C</i>		5,82	6,13	51012,673	53697,551
20	<i>A</i>	80	14,47	15,23	126800,588	133474,303
	<i>B</i>		13,50	14,21	118291,781	124517,665
	<i>C</i>		11,64	12,26	102025,347	107395,102
30	<i>A</i>	120	21,71	22,85	190200,882	200211,455
	<i>B</i>		20,25	21,32	177437,672	186776,497
	<i>C</i>		17,47	18,38	153038,020	161092,653

Tableau (IV.9) : Estimation de la puissance et l'énergie (*Wt50b*)➤ Aérogénérateur *Wt100a* :

$P_{nominale\ du\ parc}\ (MW)$	<i>Site</i>	<i>N</i>	$P_T\ (MW)$	$P_T'\ (MW)$	$E_T\ (Mwh)$	$E_T'\ (Mwh)$
10	<i>A</i>	5	4,67	4,91	40885,268	43037,124
	<i>B</i>		4,24	4,47	37166,977	39123,134
	<i>C</i>		3,71	3,91	32535,902	34248,3183
20	<i>A</i>	10	9,33	9,82	81770,536	86074,248
	<i>B</i>		8,48	8,93	74333,954	78246,268
	<i>C</i>		7,43	7,82	65071,805	68496,636
30	<i>A</i>	15	14,01	14,74	122655,803	129111,372
	<i>B</i>		12,73	13,40	111500,931	117369,401
	<i>C</i>		11,14	11,73	97607,707	102744,958

Tableau (IV.10) : Estimation de la puissance et l'énergie (*Wt100a*)

➤ Aérogénérateur *Wt100b*:

$P_{\text{ nominale du parc (MW)}}$	<i>Site</i>	<i>N</i>	P_T (Mw)	P_T' (Mw)	E_T (Mwh)	E_T' (Mwh)
10	<i>A</i>	4	5,96	6,27	52256,694	55007,047
	<i>B</i>		5,57	5,86	48812,120	51381,179
	<i>C</i>		4,66	4,91	40854,404	43004,636
20	<i>A</i>	9	13,42	14,13	117577,562	123765,855
	<i>B</i>		12,54	13,20	109827,271	115607,654
	<i>C</i>		10,49	11,04	91922,409	96760,431
30	<i>A</i>	13	19,39	20,41	169834,257	178772,902
	<i>B</i>		18,11	19,06	158639,392	166988,833
	<i>C</i>		15,16	15,95	132776,813	139765,067

Tableau (IV.11) : Estimation de la puissance et l'énergie (*Wt100b*)➤ Aérogénérateur *Wt150a* :

$P_{\text{ nominale du parc (MW)}}$	<i>Site</i>	<i>N</i>	P_T (Mw)	P_T' (Mw)	E_T (Mwh)	E_T' (Mwh)
10	<i>A</i>	2	7,62	8,01	66748,011	70261,064
	<i>B</i>		7,29	7,68	63883,100	67245,368
	<i>C</i>		6,56	6,90	57432,540	60455,306
20	<i>A</i>	3	11,43	12,03	100122,016	105391,600
	<i>B</i>		10,94	11,51	95824,650	100868,052
	<i>C</i>		9,83	10,35	86148,811	90682,959
30	<i>A</i>	5	19,05	20,05	166870,027	175652,660
	<i>B</i>		18,23	19,19	159707,750	168113,421
	<i>C</i>		16,39	17,25	143581,351	151138,265

Tableau (IV.12) : Estimation de la puissance et l'énergie (*Wt150a*)

➤ Aérogénérateur *Wt150b* :

$P_{nominale\ du\ parc}\ (MW)$	<i>Site</i>	<i>N</i>	$P_T\ (MW)$	$P_T'\ (MW)$	$E_T\ (MWh)$	$E_T'\ (MWh)$
10	<i>A</i>	4	7,21	7,58	63149,013	66472,645
	<i>B</i>		7,00	7,36	61287,535	64513,194
	<i>C</i>		6,45	6,79	56490,568	59463,755
20	<i>A</i>	9	16,22	17,07	142085,280	149563,452
	<i>B</i>		15,74	16,57	137896,953	145154,687
	<i>C</i>		14,51	15,27	127103,777	133793,450
30	<i>A</i>	13	23,43	24,66	205234,293	216036,098
	<i>B</i>		22,74	23,93	199184,488	209667,882
	<i>C</i>		20,96	22,06	183594,344	193257,205

Tableau (IV.13) : Estimation de la puissance et l'énergie (Wt150b)

Selon les résultats obtenus dans le chapitre précédent, les sites A et B sont les zones les plus favorables et prometteuses pour la création de parcs éoliens. On les qualifie de zones ventées avec des vitesses moyennes de 9,1 et 9,1 m/s, tandis que le mètre carré génère 445,35 watts pour le site A et 313 watts pour le site B. Le site C est le moins venté avec une vitesse moyenne de 7,1 m/s et une densité de puissance de 211 watts/m².

Donc on peut conclure que le site C est le moins favorable pour les installations éoliennes, car pour toutes les éoliennes sélectionnées, l'énergie estimée est toujours la plus faible. Parmi les aérogénérateurs choisis, il est possible d'introduire un coefficient appelé facteur d'exploitation afin de déterminer parmi les aérogénérateurs celui ou ceux qui présentent le meilleur rendement énergétique.

III.4.2. Le facteur d'exploitation du parc éolien

Le facteur d'exploitation (τ) d'un parc éolien permet de savoir parmi les aérogénérateurs choisis, qui est le ou les aérogénérateurs qui offre (offrent) le meilleur rendement énergétique possible, il est défini par l'équation suivante :

$$\tau (\%) = \frac{P_{totale\ du\ parc}}{P_{nominale\ du\ parc}} \quad (IV. 22)$$

Les figures suivantes illustrent les variations du facteur d'exploitation en fonction des sites (A, B et C) :

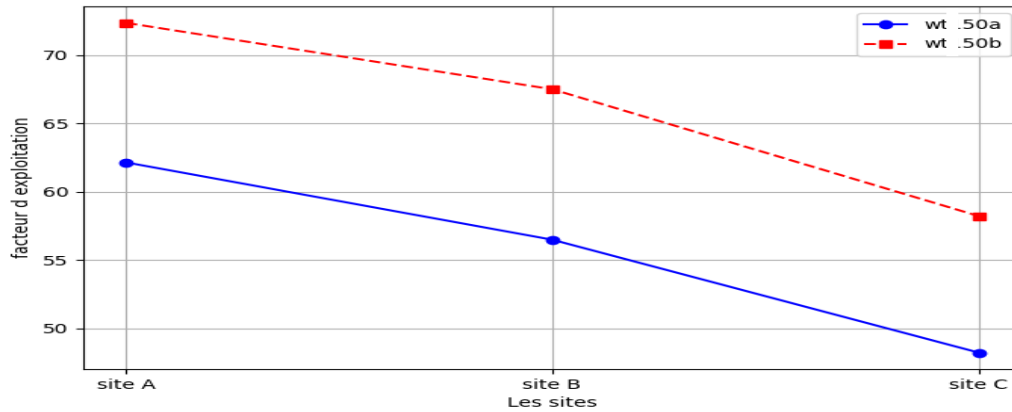


Figure (IV.27) : Facteur d'exploitation pour les éoliennes wt50a et wt50b

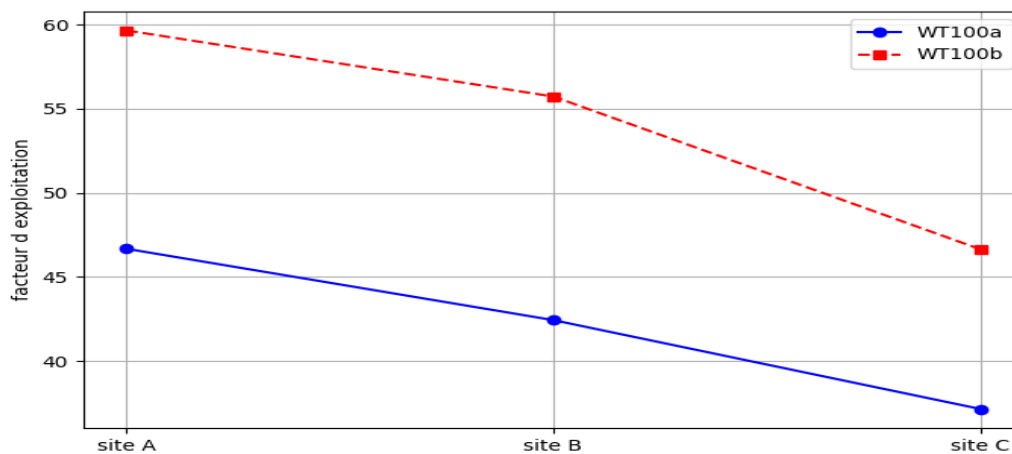


Figure (IV.28) : Facteur d'exploitation pour les éoliennes wt100a et wt100b

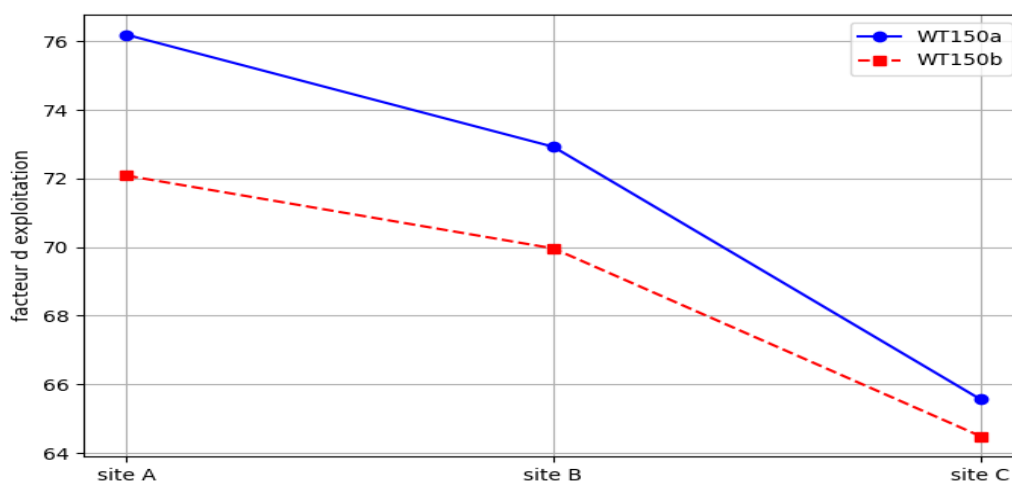


Figure (IV.29) : Facteur d'exploitation pour les éoliennes wt150a et wt150b

Les illustrations précédentes révèlent une distinction notable dans les valeurs du facteur d'exploitation pour chaque aérogénérateur, ce qui nous permettra ensuite de sélectionner l'aérogénérateur le plus approprié.

Analyse et discussion :

➤ Pour l'aérogénérateur wt100 :

Les trois sites présentent un facteur d'exploitation inférieur à 50% pour l'aérogénérateur wt100a, tandis que les valeurs respectives pour l'aérogénérateur wt100b sont de 59,65%, 55,72% et 46,63%. La raison de cette différence réside dans le fait que le wt100b présente un diamètre supérieur de 1.58 fois par rapport au wt100a. Par ailleurs, le wt100b a une puissance nominale supérieure (2300 KW) à celle du wt100a (2000 KW).

➤ Pour l'aérogénérateur wt50 :

On voit que le wt50a a un taux d'exploitation de 62.16% pour le site A, 56.49% pour le site B et 48.24% pour le site C, tandis que le wt50b 72.37% pour le site A, 67.51% pour le site B et 58.23% pour le site C, ce dernier est 1.19 fois plus grand pour les sites A et B 1.8 fois pour le site C.

En peut expliquer de différence par deux raisons :

La première : le coefficient d'efficacité de l'aérogénérateur wt50b a la vitesse nominale $v_n = 8\text{m/s}$ est de 0.348 et pour le wt50a est de 0.280 a 10m/s donc il est 1.25 fois plus grand.

La deuxième : le wt50b atteint sa puissance nominale a 8 m/s, tandis que le wt50a atteint sa puissance nominale à 10 m/s.

➤ Pour l'aérogénérateur wt150 :

Il est observé que le wt150 a été exploité à 76,19 % pour le site A, 72,92 % pour le site B et 65,56 % pour le site C, tandis que le wt150 b a été exploité à 72,08 % pour le site A, 70,0 % pour le site B et 64,0 % pour le site C.

En analysant ces valeurs, il est évident qu'elles sont quasiment identiques, bien que la puissance nominale soit de 6000 Kw pour le wt150a et de 2300 Kw pour le wt150b, sachant qu'ils ont le même diamètre (160 m). Le coefficient d'efficacité de wt150b est 1,3 fois plus élevé que celui de wt150 a.

IV. Estimation du coût d'installation des parcs éoliens

A fin tranché qu'elles sont les éoliennes les plus propices pour des installations éoliennes, une évaluation des coûts sera abordée dans cette section de la thèse.

Il s'agit principalement des frais d'investissement liés à l'acquisition des éoliennes et à leur transport sur site, aux frais d'études du projet, aux frais de génie civil, aux frais d'installation des éoliennes et des transformateurs, aux frais de construction du réseau électrique interne à la ferme et aux frais de raccordement au réseau de distribution d'électricité.

IV.1. le coût initial de l'investissement

Selon le type des éoliennes et des matières premières, le coût peut varier considérablement. Cette variation peut atteindre 25 – 30% du prix. C'est une différence non négligeable du fait que le coût totale de l'achat des aérogénérateurs présente la part du lion avec 75% du coût globale du projet. Le coût de l'éolienne est [14,18]:

$$C_{wt} = C_{spe} \cdot P_r \quad (IV.23)$$

Avec :

P_r : désigne la puissance nominale.

C_{spe} : est le coût spécifique des éoliennes. Il est donné par le tableau(IV.14)

P_r (Kw)	Le coût spécifique (coût /Kw)
10-20	2200 – 2900
20 - 200	1500 - 2300
Supérieur 200	1000 - 1600

Tableau (IV.14)

Comme nous le remarquons, le coût spécifique diminue avec l'augmentation de la taille du système. La répartition des coûts d'investissement requis pour un projet éolien typique d'une capacité de 5 MW est illustrée à la figure (IV.30)

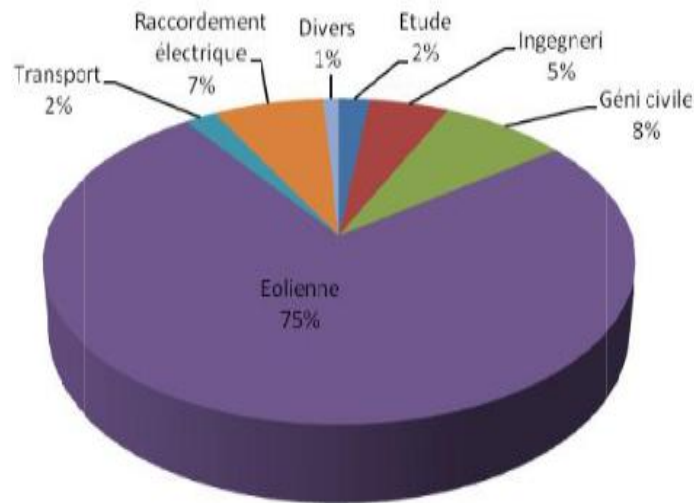


Figure (IV.30) : Répartition des coûts d'investissement pour un parc éolien [8]

La majeure partie de l'investissement - environ 75 % - concerne la turbine elle-même. Les travaux de génie civil, l'infrastructure électrique et le conditionnement de l'énergie ont nécessité respectivement 11, 9 et 7 pour cent de l'investissement initial total. Les frais d'installation et autres frais divers représentent 4 pour cent.

Il convient de noter que les coûts du terrain ne sont pas inclus dans l'investissement en capital indiqué ci-dessus.

Le coût d'investissement initial représente la somme des coûts des composantes, il est donné par [14]:

$$IC = c_{wt} + C_{st} + C_{in} + C_{ci} + C_{tr} + C_{el} + C_{misc} \quad (IV.24)$$

C_{wt} : coût de l'éolienne.

C_{st} : coût de l'étude

C_{in} : coût de l'ingénierie.

C_{ci} : coût génie civil et installation.

C_{tr} : coût du transport.

C_{el} : coût de connexion électrique.

C_{misc} : coût divers.

IV.2. le coût total actualisé :

Ici, le coût total actualisé est estimé en tenant compte des considérations suivantes [14,22] :

- ✓ Taux d'actualisation (r) est de 8%
- ✓ Une durée de vie supposée 20ans
- ✓ Coût de maintenance pour la première année (C_{om}) est estimé à 25%
- ✓ Le ratio d'escalade de l'exploitation et de l'entretien (e_m) est supposé à 6%

Si l'on considère que le parc éolien ai une production constante durant toute la durée de vie, alors le coût total actualisé peut être défini par :

$$PVC = (CRF. IC) + C_{om(p)} \quad (IV.25)$$

Où :

- CRF est le facteur d'actualisation :

$$CRF = \frac{r}{1 - (1 + r)^{-n}} \quad (IV.26)$$

- $C_{om(p)}$ désigne le coût de maintenance durant les 20 ans, il est donné par :

$$C_{om(p)} = \frac{c_{oma}}{1 - e_m} \left[1 - \left(\frac{1 + e_m}{1 + r} \right)^n \right] \quad (IV.27)$$

IV.3. Le coût du kilowattheure (KWh) d'un parc éolien

Le coût du kilowattheure est la fraction entre le coût total actualisé (PVC) et l'énergie totale du parc [8] :

$$C_{ep} = \frac{PVC}{E_T} \quad (IV.26)$$

L'estimation des différents coûts donne les tableaux suivants :

➤ Les aérogénérateurs *Wt50a* et *Wt50b* :

	10 MW		20 MW		30 MW	
N	20		40		60	
Le coût	Million \$	Million DZ	Million \$	Million DZ	Million \$	Million DZ
<i>C_{wt}</i>	13.00	1730.17	26.00	3460.34	39.00	5190.51
<i>IC</i>	17.33	2306.45	34.66	4612.90	52.00	6920.68
<i>C_{om}</i>	4.33	576.28	8.66	1152.56	13.00	1730.17
<i>C_{omp}</i>	1.72	228.91	3.44	457.83	5.16	686.74
<i>PVC</i>	3.35	445.85	6.70	891.70	10.03	1334.90

Tableau (IV.15) : Estimation des différents coûts (Wt50a)

	10 MW		20 MW		30 MW	
N	40		80		120	
Le coût	Million \$	Million DZ	Million \$	Million DZ	Million \$	Million DZ
<i>C_{wt}</i>	10.00	1330.90	20.00	2661.80	30.00	40172.70
<i>IC</i>	13.33	1774.09	26.66	3548.18	40.00	5323.60
<i>C_{om}</i>	3.33	443.19	6.66	886.38	10.00	1330.90
<i>C_{omp}</i>	1.32	175.68	2.64	351.35	3.97	528.36
<i>PVC</i>	2.57	342.04	5.14	684.08	7.72	1027.45

Tableau (IV.16) : Estimation des différents coûts (Wt50b)

La figure (IV.31) montre le coût du kilowattheure des aérogénérateurs *Wt50a* et *Wt50b* pour les sites A, B et C :

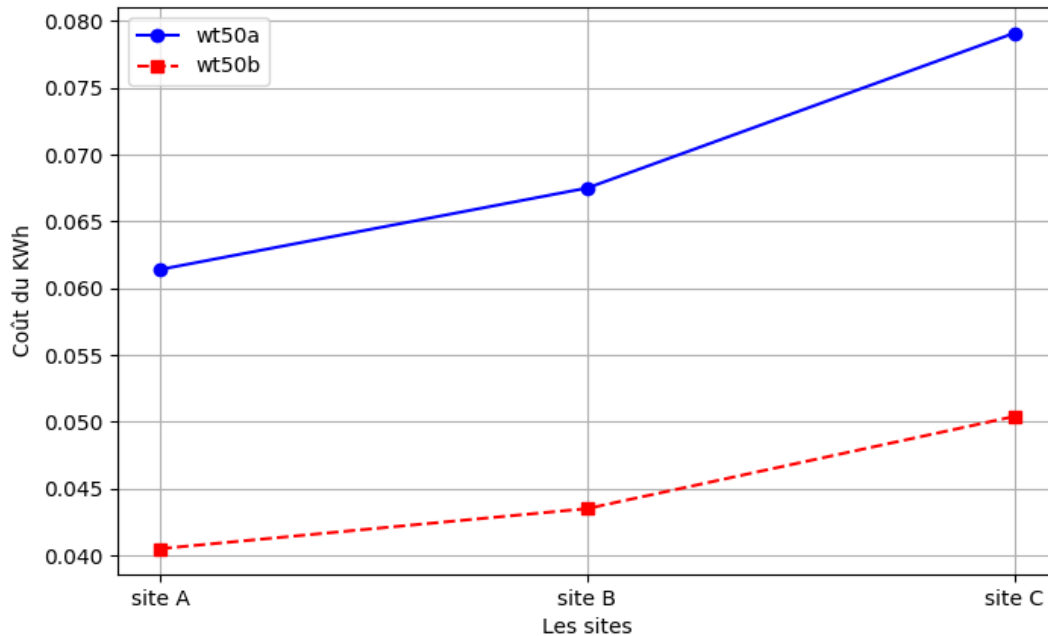


Figure (IV.31) : Coût du kilowattheure des aérogénérateurs

➤ Les aérogénérateurs *Wt100a* et *Wt100b* :

	10 MW		20 MW		30 MW	
N	5		10		15	
Le coût	Million \$	Million DZ	Million \$	Million DZ	Million \$	Million DZ
C_{wt}	13.00	1730.17	26.00	3460.34	39.00	5190.51
IC	17.33	2306.45	34.66	4612.90	52.00	6920.68
C_{om}	4.33	576.28	8.66	1152.56	13.00	1730.17
C_{omp}	1.72	228.91	3.44	457.83	5.16	686.74
PVC	3.35	445.85	6.69	891.70	10.03	1334.90

Tableau (IV.17) : Estimation des différents coûts (*Wt100a*)

	10 MW		20 MW		30 MW	
N	4		9		13	
Le coût	Million \$	Million DZ	Million \$	Million DZ	Million \$	Million DZ
C_{wt}	11.96	1591,75	26.91	3581,45	38.87	5173,20
IC	15.94	2121,45	35.88	4775,26	51.82	6896,72
C_{om}	3.98	529,69	8.97	1193,81	12.95	1723,51
C_{omp}	1.58	210,28	5.56	739,98	5.14	684,08
PVC	3.07	408,58	6.92	920,98	10.00	1330,90

Tableau (IV.18) : Estimation des différents coûts (Wt100b)

La figure (IV.32) montre le coût du kilowattheure des aérogénérateurs *Wt100a* et *Wt100b* pour les sites A, B et C :

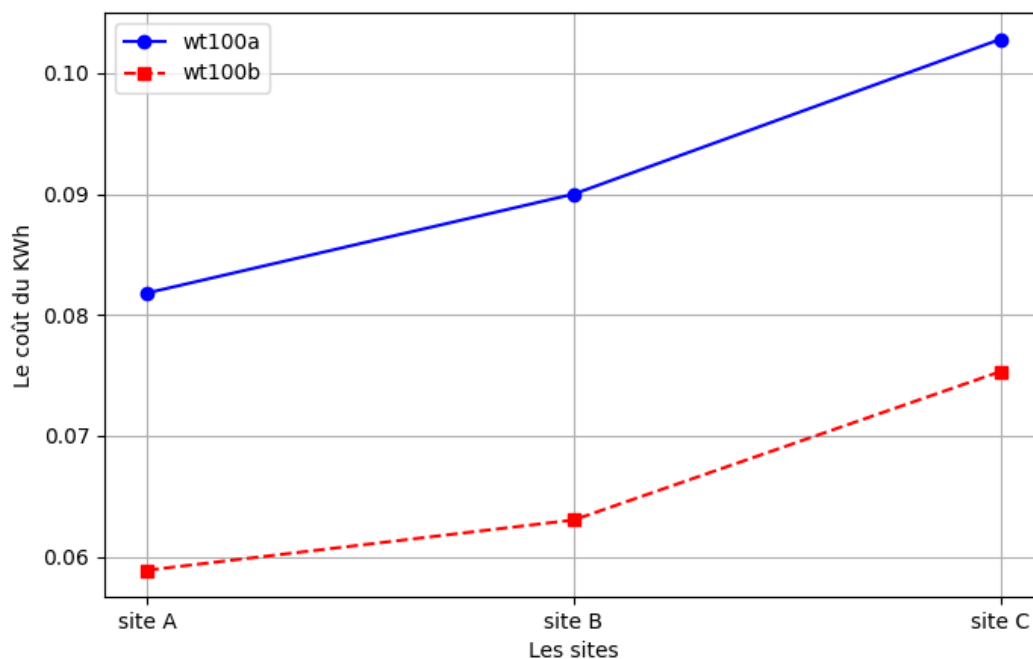


Figure (IV.32) : Coût du kilowattheure des aérogénérateurs

➤ Les aérogénérateurs *Wt150a* et *Wt150b* :

	10 MW		20 MW		30 MW	
N	2		3		5	
Le coût	Million \$	Million DZ	Million \$	Million DZ	Million \$	Million DZ
<i>C_{wt}</i>	15.60	2076.20	23.40	3114.30	39.00	5190.51
<i>IC</i>	20.80	2768.27	31.20	4152.41	52.00	6920.68
<i>C_{om}</i>	5.20	692.07	7.80	1038.10	13.00	1730.17
<i>C_{omp}</i>	2.06	274.16	3.09	411.25	5.16	686.74
<i>PVC</i>	4.01	533.69	6.02	801.20	10.03	1334.89

Tableau (IV.19) Estimation des différents coûts (Wt150a)

	10 MW		20 MW		30 MW	
Le nombre d'éolienne N	4		9		13	
Le coût	Million \$	Million DZ	Million \$	Million DZ	Million \$	Million DZ
<i>C_{wt}</i>	11.96	1591,75	26.91	3581,45	38.87	5173,20
<i>IC</i>	15.94	2121,45	35.88	4775,26	51.82	6896,72
<i>C_{om}</i>	3.98	529,69	8.97	1193,81	12.95	1723,51
<i>C_{omp}</i>	1.58	210,28	5.56	739,98	5.14	684,08
<i>PVC</i>	3.07	408,58	6.92	920,98	10.00	1330,90

Tableau (IV.20) Estimation des différents coûts (Wt150b)

La figure (IV.33) montre le coût du kilowattheure des aérogénérateurs *Wt150a* et *Wt150b* pour les sites A, B et C

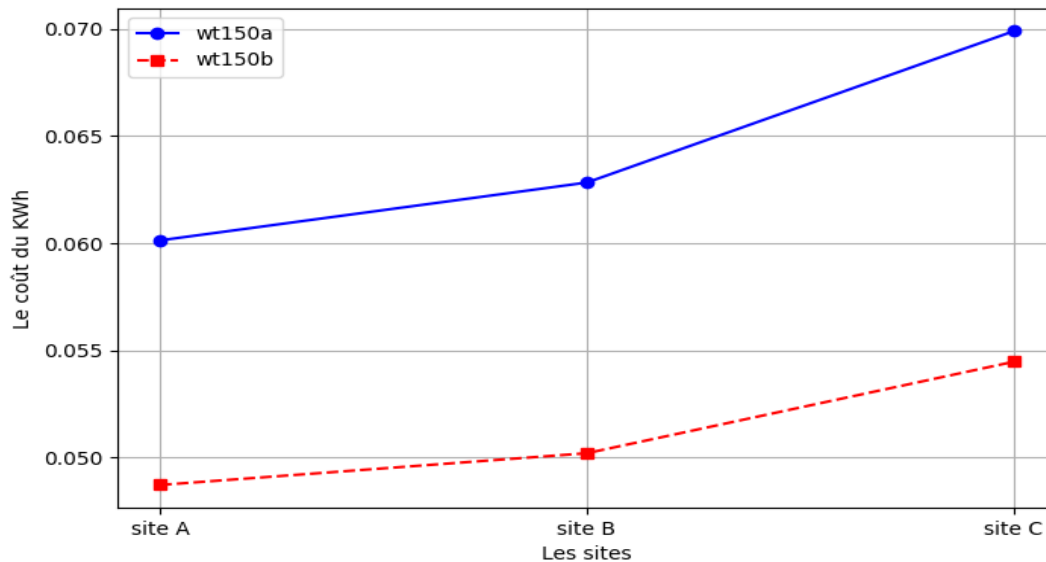


Figure (IV.33) Coût du kilowattheure des aérogénérateurs

✓ *Parc de 10 MW*

On observe que l'investissement le plus coûteux est celui réalisé par l'aérogénérateur *Wt150a*, avec un montant initial de 15,60 millions de dollar (soit 2076.20 millions dinars algériens), suivi par les parcs à base de *Wt100a* et *Wt50a* qui ont un coût initial de 13 million de dollar (soit 1730.17 millions dinars algériens).

Le meilleur coût d'investissement initial est celui des parcs à la base de *Wt150b* et *Wt100b*, avec un montant initial de 11,96 millions de dollars (soit 1591,7564 millions de dinars algériens) et *Wt50b* avec un montant initial de 10 million de dollars (1330.90 millions de dinars algérien)

✓ *Parc de 20 MW*

Ici l'investissement le plus coûteux est celui des parcs à base de **Wt100b** et **Wt150b**, qui ont un coût initial de 26.91 millions de dollars (soit 3581,4519 millions de dinars algériens), suivi par ceux réalisés par le **Wt100a** et **Wt50a** qui ont un coût initial de 26 million de dollars (soit 3460.34 millions de dinars algériens).

Pour cette capacité de 20MW, on peut conclure que le meilleur investissement est celui du parc réalisé par les aérogénérateurs de type **Wt150a**, avec un montant initial de 23.40 millions de dollars (soit 3114.30 millions de dinars algériens) suivi par celui réalisé par le **Wt50b** avec 20 millions de dollars (soit 2661.80 millions de dinars algériens).

✓ *Parc de 30 MW*

Ici l'investissement le plus coûteux est celui réalisé par le **Wt50a**, le **Wt100a** et le **Wt150a**. En effet on a un coût initial de 39 millions de dollar (soit 5190.51 millions de dinars algériens), suivi par celui fait à base de **Wt100b** et de **Wt150b**, avec un coût initial de l'ordre 38.87 millions de dollar (5173,20 millions de dinars algérien).

Dans notre étude économique, on remarque que notre estimation du coût de l'investissement initial dans le cas du parc d'une capacité de **30 MW** est quasi identique pour la majorité des aérogénérateurs retenus, sauf pour le cas de l'aérogénérateur **Wt50b** qui présente un coût initial de 30 millions de dollars (soit 40172.70 millions de dinars algériens).

Quant au coût final du **KWh**, les graphiques (IV. 31, 32, 33) indiquent que le site **A** donne le meilleur prix, en effet on a obtenu le prix le plus bas pour tous les aérogénérateurs, avec une valeur de l'ordre de **0,04 dollar/KWh** pour **Wt50b** et de **0,048 dollar/KWh** pour **Wt150b**.

Le site **B** offre une valeur de **0,043 dollar/KWh** pour le **Wt50b** et de **0,050 dollar/KWh** pour le **Wt150b**, tandis que le site **C** offre la valeur la plus élevée pour tous les aérogénérateurs.

V. Conclusion

Après avoir comparé le rendement énergétique et le coût global des divers systèmes proposés, on a opté pour les éolienne **EWT DW54 (Wt50b)** de puissance nominale 250 KW et **Eno 160-6.0 (Wt150b)** de puissance nominale de 2300 KW et d'implanter des centrales éoliens dans les sites choisis **A** et **B**.

Ce choix est justifié par :

- les éoliennes qui possèdent le meilleur facteur de capacité (C_f) qui varie d'un site à un autre.

<i>Éolienne</i>	<i>sites</i>	<i>C_f (%)</i>
Wt50b	A	76,18
	B	71,07
	C	61,3
Wt150b	A	82,50
	B	80,05
	C	73,78

- Les parcs à base des éoliennes choisies ayant le meilleur taux d'exploitation avec un coût minimal du kilowattheure

<i>éolienne</i>	<i>Parcs MW</i>	<i>Coût d'investissement initial Million \$</i>				
			<i>sites</i>	<i>τ (%)</i>	<i>sites</i>	<i>Coût du kilowattheure \$/KWh</i>
EWT DW54 (Wt50b)	10	10,00	A	72,37	A	0,040
	20	20,00	B	67,51	B	0,043
	30	30,00	C	58,23	C	0,050
Eno 160-6.0 (Wt150b)	10	11,96	A	72,08	A	0,048
	20	26,91	B	70,00	B	0,050
	30	38,87	C	64,00	C	0,054

Afin de visualiser nos futurs parcs éoliens nous avons utilisé deux programmes qui sont *Windpro* ainsi que *Google Earth* qui prend en considération le relief du site.

Les figures suivantes représentent des images virtuelles des nos futurs parcs

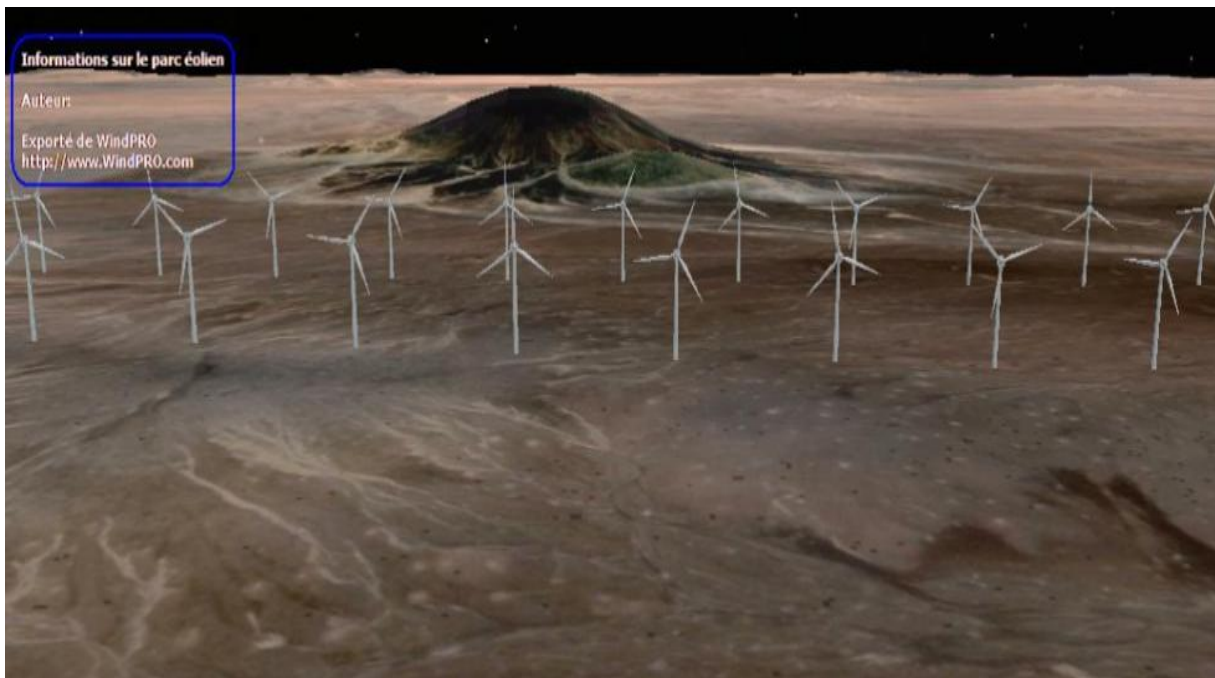


Figure (IV.34) Parc de 10 MW dans le site A avec l'éolienne Wt150b

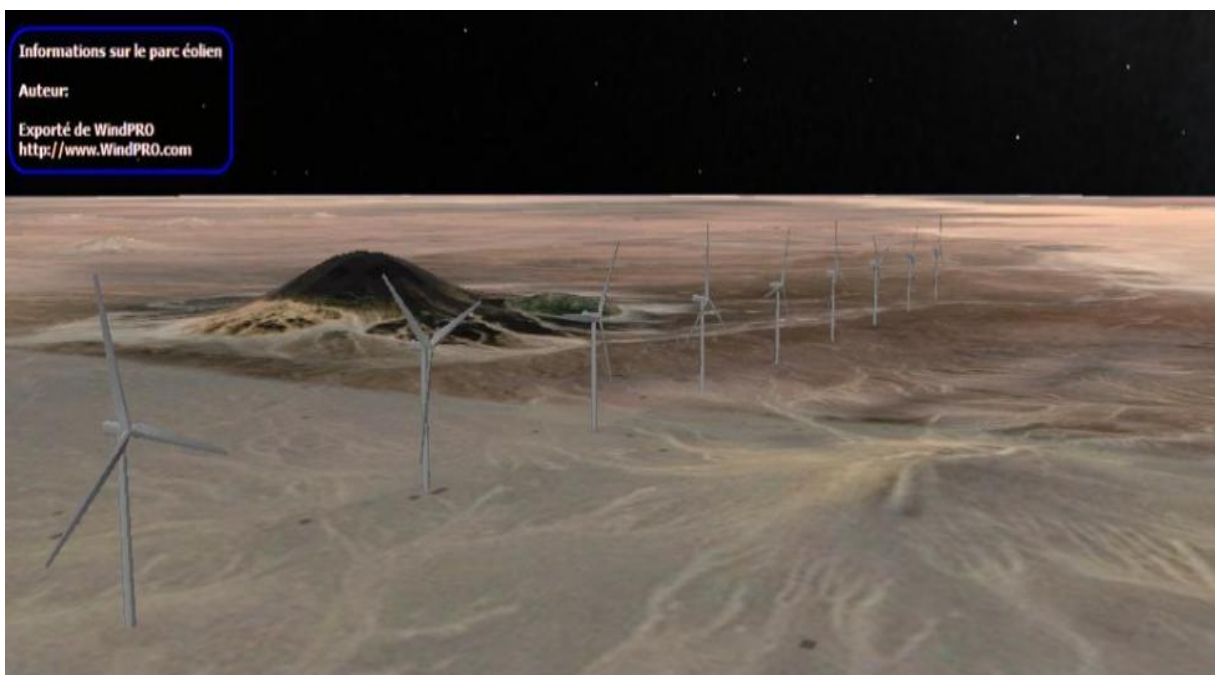


Figure (IV.35) : Parc de 30 MW dans le site A avec l'éolienne Wt150b

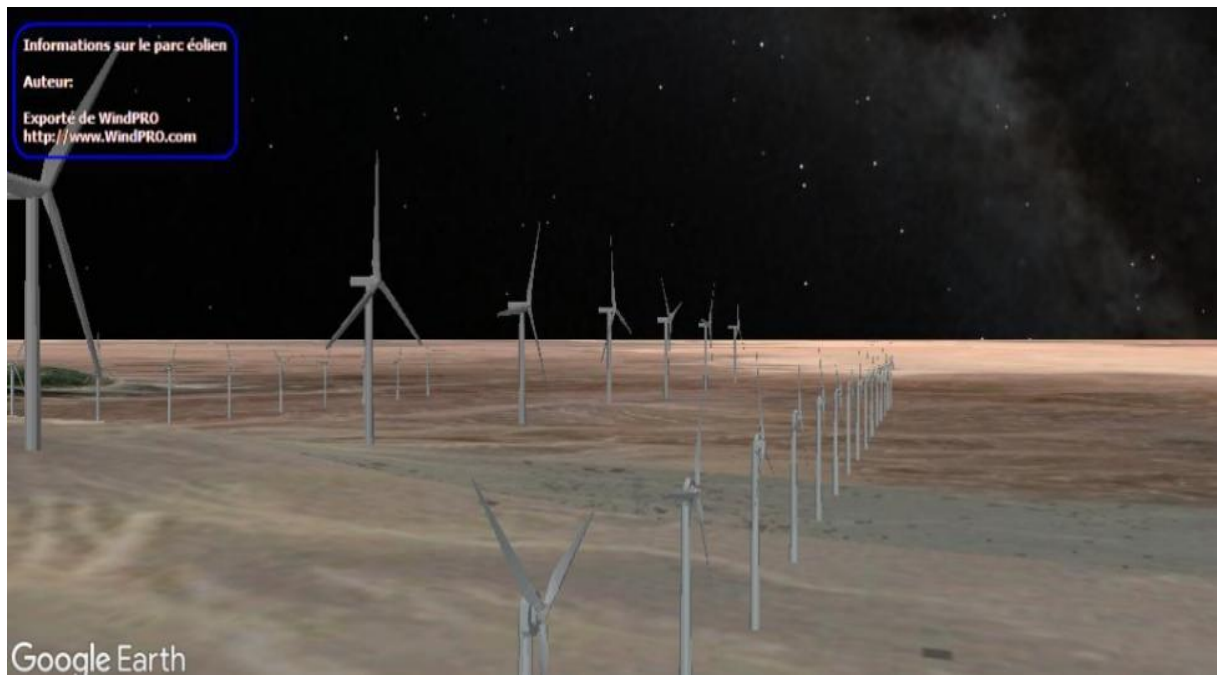


Figure (IV.36) : Parc de (10 MW + 30 MW) dans le site A avec les éoliennes Wt50b et Wt150

Bibliographie

- [1] « A wind turbine story - WIND my ROOF - Blog ». Consulté le: 5 novembre 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.windmyroof.com/en/2023/02/01/histoire-eolienne/>
- [2] S. Muller, M. Deicke, et R. De Doncker, « Adjustable speed generators for wind turbines based on doublyfed induction machines and 4-quadrant IGBT converters linked to the rotor », présenté à Conference Record - IAS Annual Meeting (IEEE Industry Applications Society), nov. 2000, p. 2249-2254 vol.4. doi: 10.1109/IAS.2000.883138.
- [3] N. Ghellai, M. Tabet Hellal, N. Chabene, et M. Benmedjahed, « CHOIX DU SITE ET OPTIMISATION DU DIMENSIONNEMENT D'UNE INSTALLATION EOLIENNE DANS LA REGION DE BENI SAF ET SON IMPACT SUR L'ENVIRONNEMENT », vol. 42, p. 1-6, janv. 2010.
- [4] D. Aguglia, « CONCEPTION GLOBALE DES GENERATEURS ASYNCHRONES À DOUBLE ALIMENTATION POUR ÉOLIENNES ». Thèse de l'Université Laval pour l'obtention du grade de (Ph.D.).2010.
- [5] D. Mida, « Contribution à la Modélisation d'un Système de Production d'Énergie Électrique Hybride « Éolien – Photovoltaïque » », doctoral, Université Mohamed Khider - Biskra, 2019.
- [6] *Énergie éolienne*. 2024. Consulté le: 5 novembre 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.dunod.com/sciences-techniques/energie-eolienne-du-petit-eolien-eolien-offshore>
- [7] M. Rapin, J.-M. Noël, et R. Chabrilat, *Énergie éolienne: Du petit éolien à l'éolien offshore*, 2e édition. Paris: Dunod, 2014.
- [8] M. DUQUESNE, « Éolien: quelle est la répartition des coûts entre les différents postes d'un projet? », Union des Villes et Communes de Wallonie / Fédération des CPAS. Consulté le: 11 novembre 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.uvcw.be/energie/vos-questions/art-1327>
- [9] « Eoliennes », Energie Plus Le Site. Consulté le: 5 novembre 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://energieplus-lesite.be/techniques/eolien6/eoliennes/>
- [10] B. Multon *et al.*, « Etat de l'art des aérogénérateurs », 2002.
- [11] P. Bauer, S. W. H. Haan, C. R. Meyl, et J. T. G. Pierik, « Evaluation of electrical systems for offshore windfarms », présenté à Conference Record - IAS Annual Meeting (IEEE Industry Applications Society), févr. 2000, p. 1416-1423 vol.3. doi: 10.1109/IAS.2000.882070.
- [12] « fonctionnement éolien ». Consulté le: 5 novembre 2024. [En ligne]. Disponible sur: http://basetpe.free.fr/tpe1/eolien/fonctionnement_eolien.html
- [13] B. Robyns *et al.*, « Impact de l'éolien sur le réseau de transport et la qualité de l'énergie », *J3eA*, vol. 5, p. 003, 2006, doi: 10.1051/j3ea:20060028.

- [14] M. Benmedjahed, *L'impacte d'un parc éolien sur l'environnement au sud Algerien: Dimensionnement d'un parc éolien de 18MW dans le Sud Algerien et son impact sur l'environnement*. Univ Européenne, 2018.
- [15] S. El Aimani, « Modélisation des différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension », These de doctorat, Ecole Centrale de Lille, 2004.
- [16] M. Smaili, « Modélisation et commande d'un aérogénérateur à machine asynchrone à double alimentation en vue de simulation des problèmes de cogénération », masters, Université du Québec en Abitibi-Témiscamingue, Rouyn-Noranda, 2013. Consulté le: 5 novembre 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://depositum.uqat.ca/id/eprint/572/>
- [17] O. Vries, « On the Theory of the Horizontal-Axis Wind Turbine », *Annual Review of Fluid Mechanics*, vol. 15, p. 77-96, nov. 2003, doi: 10.1146/annurev.fl.15.010183.000453
- [18] G. Ouahiba, « Coût de production de l'électricité d'origine éolienne en Algerie ». Consulté le : 6 novembre 2024. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.cder.dz>
- [19] J. F. Manwell, J. G. McGowan, et A. L. Rogers, *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. John Wiley & Sons, 2010.
- [20] M. R., B. S., H. Y., et B. B., « WIND ENERGY RESOURCE ASSESSMENT FOR ALGERIA », *COST*, vol. 8, n° 1, p. 9-16, janv. 2010.
- [21] J. F. Walker et N. Jenkins, *Wind Energy Technology*. Wiley, 1997.
- [22] S. Mathew, *Wind energy: Fundamentals, resource analysis and economics*. 2007, p. 246. doi: 10.1007/3-540-30906-3
- [23] M. Benmedjahed et R. Maouedj, *Wind Power Assessment In Algeria; Methods Development*. 2018, p. 6. doi: 10.1109/ICWEAA.2018.8605049
- [24] M. Benmedjahed, R. Maouedj, et S. Mouhadjer, « Wind turbine selection and wind farm design in Tindouf », vol. 12, juin 2017.
- [25] D. A. Spera, Éd., *Wind Turbine Technology: Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering*, 1st edition. New York: Amer Society of Mechanical, 1994.
- [26] E. Hau, *Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics*. 2006, p. 783. doi: 10.1007/3-540-29284-5.

Conclusion générale et perspectives

Conclusion générale et perspectives

Le premier programme national de développement et de promotion des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique (PNEREE) en Algérie a été adopté par le gouvernement algérien en février 2011, afin d'atteindre une part de 40 % de la production d'énergie renouvelable d'ici 2030. En ce qui concerne ce programme, l'énergie éolienne se positionne en deuxième place après le photovoltaïque en raison de l'importance du potentiel éolien, notamment dans notre vaste Sud où on envisage une production qui devra avoisiner les 5 GW d'ici 2030.

Les énergies renouvelables contribuent à lutter contre le changement climatique et à gérer les approvisionnements énergétiques de manière écologique. La lutte contre les gaz à effet de serre et la conscience collective d'un environnement « plus propre » sont aussi des facteurs qui poussent notre pays à investir dans d'autres sources dites « vertes », notamment dans les éoliennes. Dans cette perspective et pour l'expansion de ces options énergétiques, notre pays s'engage fermement dans le domaine des énergies renouvelables et commence à s'intéresser au secteur éolien, ce qui rend notre travail essentiel.

Le présent travail consiste à dimensionner et optimisation un parc éolien à Tindouf qui se situe dans le sud ouest de l'Algérie. Pour cela, nous avons étudié d'abord le profil du vent dans cette région puis analyser son état initial. Et en deuxième lieu on a procédé à estimer la puissance moyenne annuelle produite par des aérogénérateurs de puissances, hauteurs et diamètres différents ainsi que les différents coûts afin de promouvoir les sites les plus favorables ainsi que les aérogénérateurs les plus adéquats pour réaliser des futures parcs éolien de 10, 20 et 30 MW.

A partir des données du vent de 74 ans on a calculé les paramètres de Weibull, la densité de puissance moyenne et la vitesse moyenne en fonction des mois, des saisons et de l'année à 10m du sol. Cette étude nous a permis d'en conclure que :

- ✓ Le paramètre de forme montre que la répartition du vent est stable d'avril à septembre et pour le reste des mois de l'année, elle est dispersée.

Conclusion générale et perspectives

- ✓ La répartition saisonnière est dispersée, sauf en été où elle est stable autour de 2,05. Cependant, les autres valeurs saisonnières de k variaient de 1,59 à 1,82.
- ✓ La distribution annuelle est dispersée, avec k égal à 1,68.
- ✓ Le paramètre d'échelle mensuelle varie de 5,1 m/s à 7,6 m/s et la vitesse moyenne mensuelle varie de 4,5 m/s à 6,8 m/s, et pour les saisons il va de 5,4 m/s à 6,8 m/s avec une vitesse moyenne qui varie de 4,8 m/s à 6 m/s. Et pour l'annuel, le paramètre d'échelle est de 6,6 m/s et la vitesse moyenne du vent est de 5,5 m/s, ce qui signifie que la région venteuse.
- ✓ La localité de Tindouf présente une densité d'énergie éolienne qui peut atteindre 339,20 W/m².
- ✓ Le secteur dominant est l'Ouest.

On constate que, selon la classification PNL, Tindouf est de classe 4. Ce qui indique que c'est un endroit propice pour l'installation de parcs éoliens.

Le manque crucial des points de mesure du vent nous a conduits vers l'utilisation d'une nouvelle méthode pour se renseigner sur les vitesses moyennes du vent dans toute la région de Tindouf. Cette méthode consiste à transformer les atlas des vents obtenus à partir de *Global Wind Atlas* en des valeurs numériques à l'aide des logiciels *QJIS* et *PHYTON*, afin d'obtenir les vitesses moyennes et les densités de puissance pour tous les points de la région à différentes hauteurs (10, 50, 100, 150 mètres du sol).

Ces données nous ont permis de calculer les paramètres de Weibull (facteur de forme et facteur d'échelle) pour les hauteurs précédentes. A la base des résultats obtenues, on peut dire que :

- ✓ La différence entre les coefficients de Weibull estimés et mesurés pour le site de Tindouf à une hauteur de 10 mètres au-dessus du sol de l'ordre de 3% et 1 % pour C et K respectivement, quant à la vitesse du vent, la différence est de l'ordre de 4 %. Cette différence monte l'efficacité de cette nouvelle méthode, on peut dire donc que cette dernière est fiable pour la recherche des endroits les plus ventés de la région.

Conclusion générale et perspectives

- ✓ Avec cette méthode on a pu localiser trois sites ventés **A**, **B** et **C** dans la région de **Tindouf** dont les coordonnées géographiques sont

<i>Site A</i>	<i>4.624677°W</i>	<i>26.452019°N</i>
<i>Site B</i>	<i>5.319677°W</i>	<i>25.874519°N</i>
<i>Site C</i>	<i>8.064677°W</i>	<i>28.8345187°N</i>

L'étude du profil horizontal du vent à différentes hauteurs et d'autre par la connaissance de l'état des lieux nous a permis de retenir les sites **A** et **B** comme des zones les plus favorables et les plus prometteuses pour l'installation des parcs éoliens.

Afin de dimensionner et optimiser des parcs éoliens dans ces sites, on a choisi six aérogénérateurs, ce choix s'est porté initialement sur les hauteurs de 50, 100 et 150 mètres en se référant sur les hauteurs déjà prédéfinies à partir de *Global Wind Atlas*.

Le calcul des puissances moyennes annuelles ainsi que les coûts initiaux d'investissements et celles du kilowattheure nous a permis de conclure que les aérogénérateurs **EWT DW54 (Wt50b)** de puissance nominale 250 KW et une hauteur de 50 m, ainsi que **Eno 160-6.0 (Wt150b)** de puissance nominale de 2300 KW et une hauteur de 150 m offrent un facteur de capacité qui varie de 71% à 80% pour les sites A et B avec un taux d'exploitation en puissance qui va de 58% jusqu'à 72%.

Et comme perspectives :

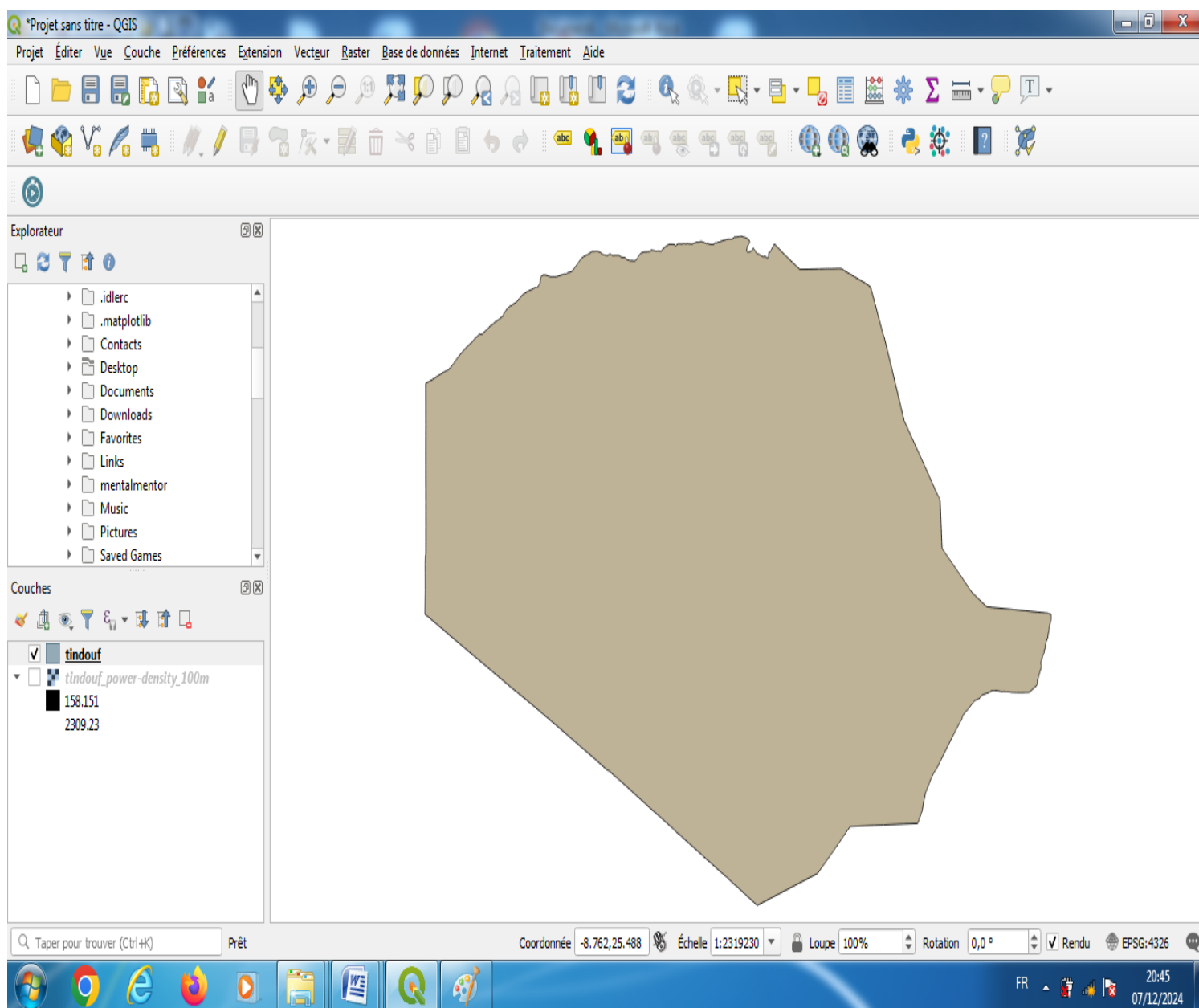
- Nous avons montré l'efficacité de la méthode qui consiste à transformer l'atlas des vents en données numériques afin d'évaluer avec précision les sous sites propices pour l'exploitation éolienne. Il serait intéressant de généraliser l'emploi de cette méthode sur le territoire Algérien, spécialement le Sud où il y a un grand manque de stations de mesure.
- Ce travail doit être complété par une étude de l'impact des parcs dimensionnés sur l'environnement.

Conclusion générale et perspectives

- Vu l'importance du gisement solaire dans le Sud Algérien, il serait intéressant de dimensionner et optimiser des centrales hybrides.
- Étudier l'influence des conditions climatiques sur les aérogénérateurs choisis.
- Étudier la possibilité de connecter les parcs éoliens avec le réseau électrique de distribution.

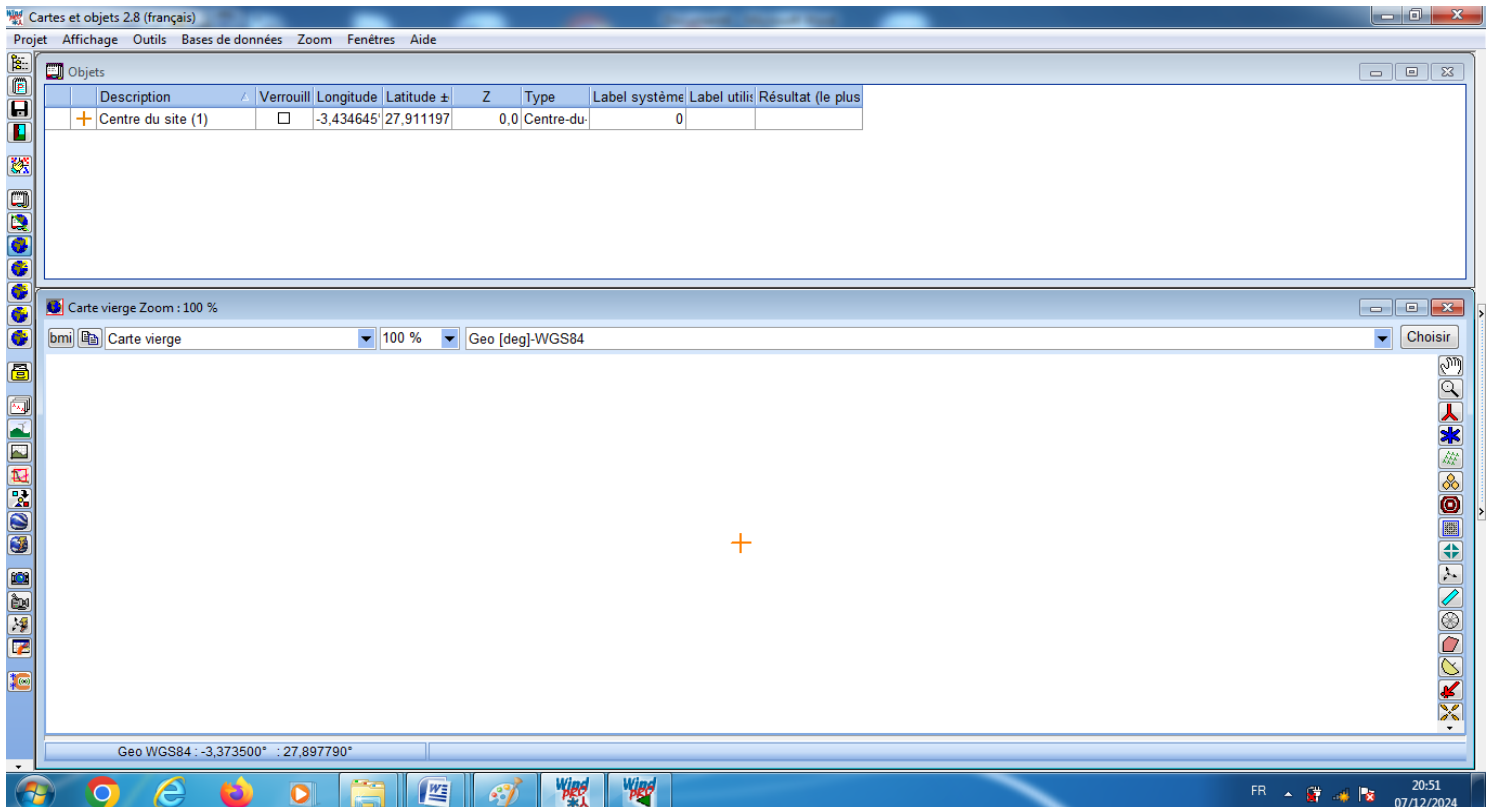
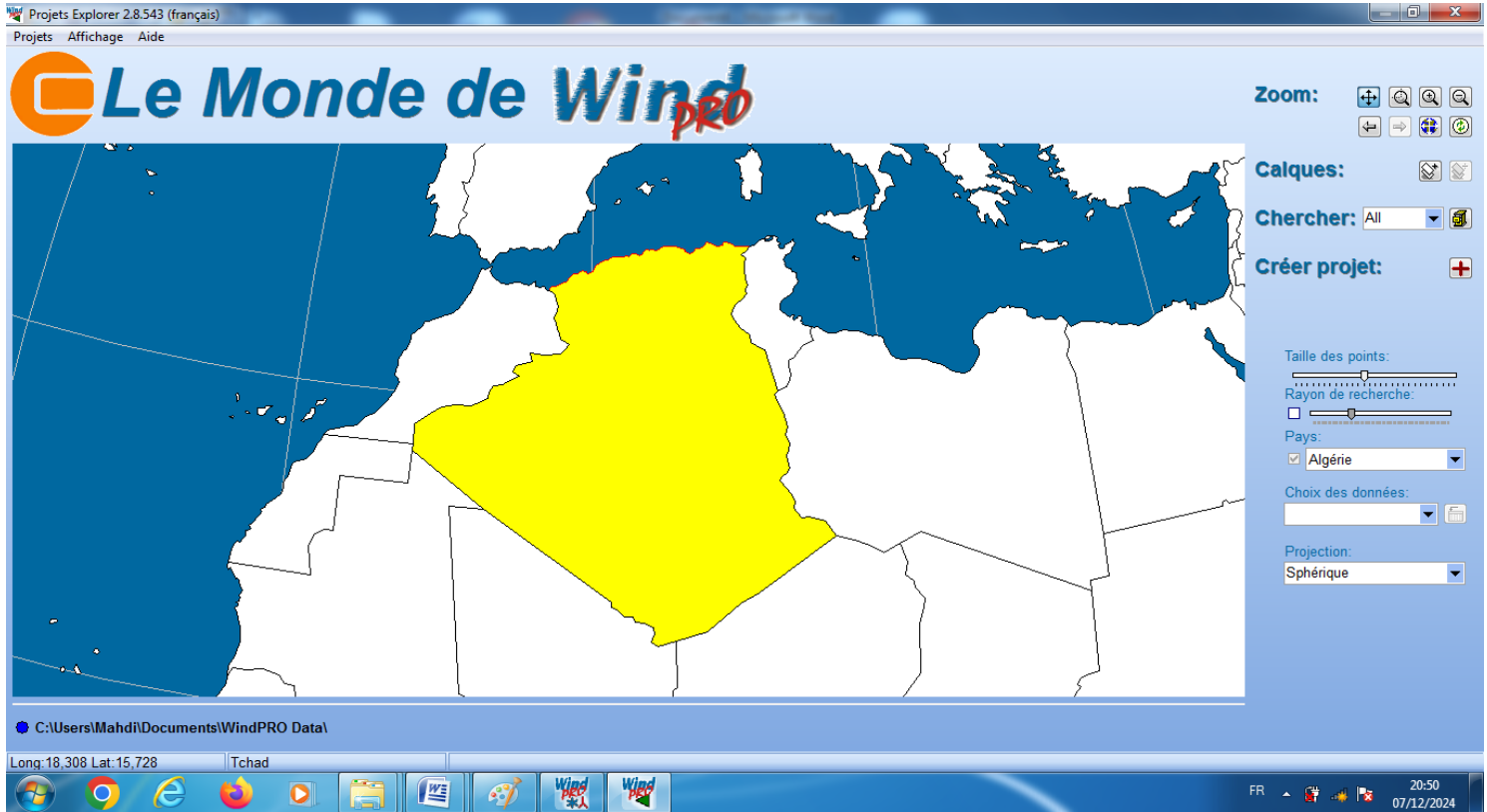
Annexe 1

QGIS 3.4



Annexe 2

Wind Pro 2.8





Wind Resource for Tindouf Location in Southern Algeria

El-Mahdi Merad Boudia¹, Nassera Ghellai¹, Miloud Benmedjahed^{2*}, Abdeldjalil Dahbi^{2,3}

¹ Unité de Recherche Matériau et Energies Renouvelables (URMER), Université de Tlemcen, Tlemcen 01300, Algeria

² Unité de Recherche en Energies Renouvelables en Milieu Saharien (URERMS), Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER), Adrar 01000, Algeria

³ Laboratory of Sustainable Development and Computing (L.D.D.I), University of Adrar, Adrar 01000, Algeria

Corresponding Author Email: m_benmedjahed@urerms.dz

Copyright: ©2024 The authors. This article is published by IETA and is licensed under the CC BY 4.0 license (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

<https://doi.org/10.18280/ijstdp.190212>

ABSTRACT

Received: 28 September 2023

Revised: 17 December 2023

Accepted: 30 December 2023

Available online: 28 February 2024

Keywords:

wind, Weibull, wind rose, wind energy, Algeria

In this paper, the wind potential of Tindouf located in southern Algeria has been estimated; to determine wind characteristics (distributions and wind rose) and evaluate the wind energy density, the Weibull distribution model is a widely used method for calculating wind frequency distribution. The study used the maximum likelihood method to estimate the wind speed and direction. The wind speed class was found to be the most prevalent in autumn and winter, with the highest percentage in spring and summer. The wind power density of Tindouf was found to be 224.37 W/m², with the dominant sector being the west, accounting for 29.4% of wind time. The wind speed classes were most prevalent in the eastern sector, accounting for 20.4% of wind time. The wind power density varied from 121.60 W/m² in August to 335.85 W/m² in April, with the average seasonal density varying from 161.38 W/m² in autumn to 280.87 W/m² in spring. Tindouf location is classified as part of the PNL 4th classes, making it an ideal location for wind farms. Wind turbine rows must be oriented perpendicular to the west, generating energy continuously from January until peaking in May.

1. INTRODUCTION

In the pandemic (COVID-19) period, the instability of energy market is notable due to demand increasing, on one hand, and to the inevitable depletion of fossil fuel resources, on the other hand. Renewable energies offer a fresh approach to deploy new clean and renewable resources to fulfill the world's growing energy demands [1].

Wind energy is a renewable energy source, clean and safe, sustainable and efficient. However, the wind potential study is mandatory to determine suitable wind farm and its orientation, also to estimate its energy production before its installation. Additionally, understanding the potential challenges and limitations of wind energy in Tindouf will contribute to the overall goal of transitioning away from fossil fuels and addressing climate change. By examining the relationship between the global energy market, renewable energy importance, and specifically focusing on wind energy in southern Algeria, this research aims to provide valuable insights for policymakers and stakeholders in promoting sustainable energy solutions [2].

There is a significant wind potential in south of Algeria. So, it is very important to estimate it for exploiting this wind potential to produce the energy answer population's energy needs. Several Algerian studies on wind energy resources have been conducted: Merzouk [3] and Merzouk [4], Challali et al. [5] are among the first researchers who contributed to build the Algerian wind atlas. As well as Himri et al. [6-8]; Kheder-

Haddouche et al. [9], Boudia et al. [10-12], Guerri et al. [13], Abderrahim et al. [14], and Benmedjahed et al. [15-29] are also worth a mention for their research on wind potential in Algeria.

Tindouf, located in Southern Algeria, is a region known for its vast expanse of desert and limited access to traditional energy sources. However, this challenging environment has also presented an opportunity for harnessing wind energy as a renewable resource. Wind energy has gained significant importance globally due to its ability to provide clean and sustainable power, reducing reliance on fossil fuels and mitigating the impacts of climate change. The abundance of wind in Tindouf makes it an ideal location for the development of wind energy.

The study analyzes wind data from 74 years to determine the optimal wind turbine direction in Tindouf. The wind speed distribution is used to calculate the available energy, which is proportional to the wind potential. The Weibull distribution model is used to calculate the frequency distribution. The wind rose, a polar graphic illustration of wind direction, is used to estimate wind power.

2. WIND RESOURCE

2.1 Location presentation

Tindouf region is located in southwest of Algeria, bordering

by Morocco in northwest, Bechar region in north and northeast, Western Sahara in the west, Adrar in the east and Mauritania in the south. It has a total size of 159,000 m². Tindouf weather station and position details are illustrated in Table 1 and Figure 1 [30].

Table 1. Tindouf weather station's geographic details

Location	Longitude	Latitude	Altitude (m)	Measurement Period
Tindouf	W°8.167	N°27.7	442.9	19/03/1943 31/12/2017



Figure 1. Tindouf weather station location

2.2 Wind data analysis

The Weibull wind distribution is a probability distribution used to model wind speeds. It is commonly used in the field of renewable energy to assess the potential for wind power generation. The Weibull distribution takes into account both the average wind speed and the variability of wind speeds, making it a useful tool for estimating energy production and planning wind farm layouts. Additionally, the shape parameter of the Weibull distribution allows for tailoring the model to specific locations, taking into account local climate conditions and topography, defined as [31]:

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

To estimate the values of k and C based on the available wind data. The maximum likelihood method is a statistical approach that allows us to find the most likely values of these parameters by maximizing the likelihood function. Additionally, this method takes into account the inherent variability in the wind data, providing more accurate estimates for k and C [31]:

$$k = \left[\frac{\sum_{i=1}^n v_i^k \ln(v_i)}{\sum_{i=1}^n v_i^k} - \frac{\sum_{i=1}^n \ln(v_i)}{n} \right]^{-1} \quad (2)$$

$$C = \left[\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i^k \right]^{\frac{1}{k}} \quad (3)$$

The wind rose provides valuable information about the prevailing wind patterns in a specific location. It helps in understanding the distribution of wind direction and its frequency, aiding in various fields such as meteorology, urban planning, and renewable energy assessment [15].

The following equation [16, 17, 32-34] can be used to estimate the wind power:

$$P = \frac{1}{2} \rho S C^3 \Gamma \left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (4)$$

Factors like wind speed and the rotor area of the wind turbine are factored into the wind power estimation equation. In the realm of renewable energy, this equation is frequently used to calculate the potential energy that may be extracted from wind.

3. RESULTS AND DISCUSSION

Weibull parameters have been calculated and plotted. The annual, seasonal, and monthly, frequency histograms and Weibull curves are presented based on data base at ten meters above the ground for Tindouf (Figures 2-4).

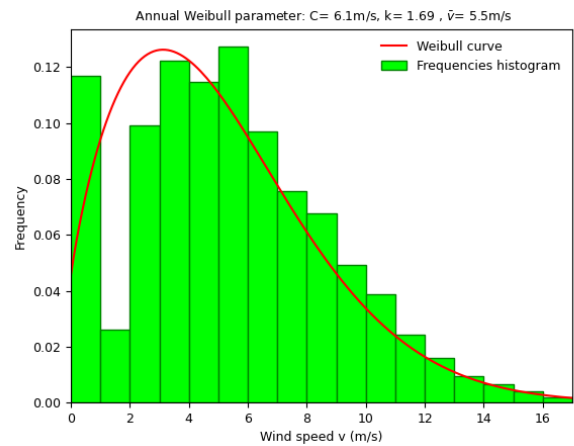


Figure 2. Annual Weibull curves and frequency histograms

From Figure 2, it can be said that the annual scale parameter C is 6.6 m/s, the annual shape parameter k is 1.68, and the wind velocity is 5.5 m/s. We also noted that the greatest percentage of the wind speed class [6, 7] is equal to 12.70%, while the proportion of calm wind is equal to 11.69%. Thus, it is concluded that the distribution is dispersed and that this location is suitable for wind power development due to the consistent and relatively high wind speeds. The combination of the annual scale and shape parameters, along with the observed wind speed distribution, indicates a favorable environment for harnessing wind energy efficiently.

This means that the wind at this location is consistently strong and reliable, making it ideal for generating wind power. The high percentage of wind speeds [6, 7] class further supports this conclusion. Additionally, the proportion of calm wind is relatively low, indicating that there is rarely a lack of

wind, which is crucial for efficient wind energy production. Overall, these findings suggest that this location has great potential for successful wind power development.

The seasonal distribution is distributed based on the values of the seasonal shape parameter, with the exception of the summer, when the distribution stabilizes at about 2.05. The other seasonal k values, on the other hand, ranged from 1.82 (spring) to 1.59 (winter). The seasonal scale parameter fluctuates between 5.4 m/s in the fall and 6.8 m/s in the spring. In fall, the velocity is 4.8 m/s; in spring, it is 6 m/s.

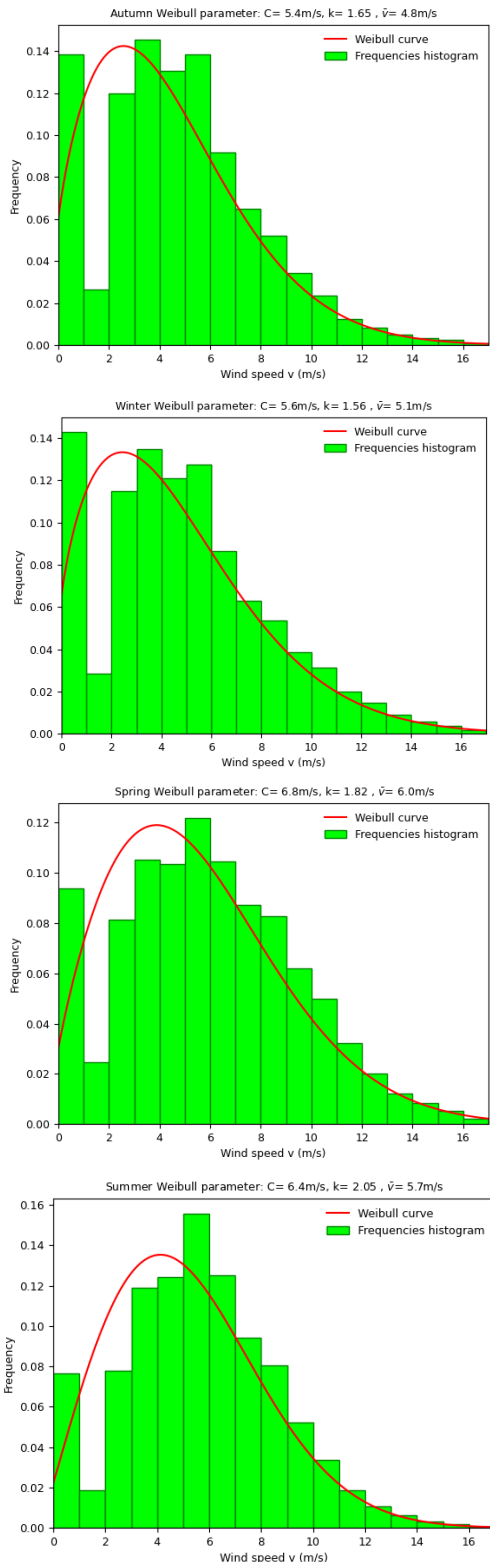


Figure 3. Seasonal Weibull curves and frequency histograms

In autumn (14.46%) and winter (13.55%), the wind speed class [3, 4] received the highest proportion of quiet frequencies, which varied from 6.66% in summer to 14.28% in winter. However, [5, 6] has the highest percentages in the summer (15.57%) and spring (12.17%). The seasonal variation in wind speed and distribution is evident in the data. During the summer, the wind speed stabilizes at around 2.05, indicating a more consistent and predictable pattern. In contrast, the wind speed fluctuates between 1.82 in spring and 1.59 in winter, suggesting more variability in these seasons. The scale parameter also varies seasonally, with a range of 5.4 m/s in the fall to 6.8 m/s in the spring. Interestingly, the wind speed class [3, 4] receives the highest proportion of quiet frequencies in autumn and winter, while [5, 6] has the highest percentages in summer and spring.

For the monthly distribution, the monthly shape parameter ranges from 1.46 (January) to 2.11 (June). The distribution appears to be steady from April through September. But it's scattered for the remainder of the year. The monthly velocity varies from 4.5 m/s (December) to 6.8 m/s (May), indicating that the location is windy, whereas the monthly scale parameter ranges from 5.1 m/s (January and December) to 7.6 m/s (May). The wind speed class [5, 6] has the highest percentage from March to September, ranging from 12.38% in May to 16.21% in July, while the proportion of calm wind varies from 5.24% in June to 16.90% in January. In the remaining months of the year, the wind speed class [5, 6] has the highest percentage, ranging from 13.43% in February to 15.34% in November. Overall, the wind conditions at this location are characterized by a significant range in both velocity and scale parameters throughout the year. The months of May and June experience the highest wind speeds, with velocities reaching up to 6.8 m/s. Conversely, January and December have the lowest wind speeds, averaging 4.5 m/s. The wind speed class [5, 6] dominates the majority of the year, constituting the highest percentage of wind speeds from March to September. However, the proportion of calm winds varies greatly, with January having the highest percentage at 16.90% and June having the lowest at 5.24%. In the remaining months, the wind speed class [5, 6] still remains the most popular.

The annual and seasonal wind roses have been also respectively plotted for Tindouf location at ten meters above the ground, Figure 5 and Figure 6.

The dominant sector is in the west, which accounts for 29.4% of wind time. The wind speed classes [4-6] and [6-8] for this sector are estimated to account for 7% and 7.5% of wind time, respectively, while the eastern sector is predominant, which represents 20.4% of wind time. The wind speed classes [2-4] and [4-6] are the most prevalent for the eastern sector, respectively accounting for 5.7% and 6.4% of wind time. The wind speed classes [6-8] and [8-10] for the eastern sector are estimated to account for 4.6% and 4.2% of wind time, respectively. Overall, the western sector has a slightly higher percentage of wind time, but the eastern sector has a wider variety of wind speed classes.

In autumn, the dominant sector is in the west, which accounts for 32% of wind time. The wind speed classes [4-6] and [6-8] for this sector are estimated to account for 7.8% and 6.3% of wind time, respectively. While the eastern sector is second-most dominant, it properly accounts for 24.2 percent of wind time. The wind speed classes [2-4] and [4-6] are the most prevalent for the eastern sector, accounting for 8.2% and 6.8% of wind time, respectively. Overall, the distribution of wind sectors and wind speed classes vary throughout the year.

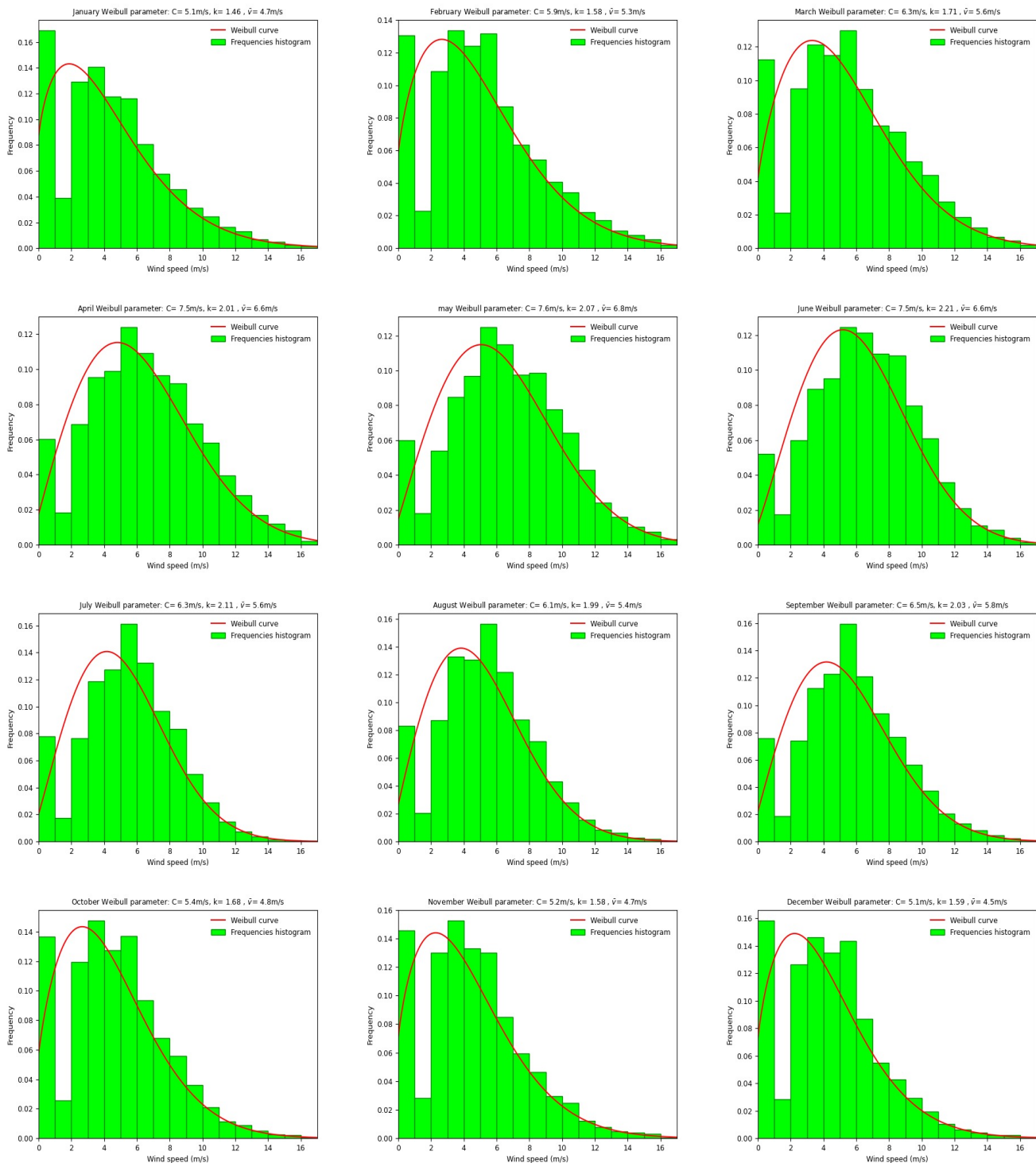


Figure 4. Monthly Weibull curves and frequency histograms

In winter, the western sector becomes the dominant sector, accounting for 37% of wind time. The wind speed classes [4-6] and [6-8] in this sector make up 9.1% and 7.5% of wind time, respectively. The eastern sector remains the second-most dominant in winter, accounting for 26.3% of wind time. Interestingly, the wind speed classes [2-4] and [4-6] are still the most prevalent for the eastern sector, representing 8.9% and 7.3% of wind time, respectively.

The predominant wind direction in winter is west, accounting for 26.4 % of wind time. The wind speed classes [4-6] and [6-8] are expected to account for 7.3% and 5.7% of wind time for this sector, respectively. The other major direction is east, which accounts for 21.3% of wind time; the

wind speed classes [2-4] and [4-6] are the most common in the eastern sector, accounting for 8.1% and 9.5% of wind time, respectively. In contrast, the western sector experiences a different wind pattern. The prevailing wind direction in winter is east, accounting for 19.8% of wind time. The wind speed classes [2-4] and [4-6] are also dominant in this sector, representing 10.2% and 9.6% of wind time, respectively. However, the wind speed classes [6-8] and [8-10] are expected to increase in frequency, accounting for 5.3% and 3.9% of wind time for the western sector, respectively. Overall, these findings highlight the variability in wind patterns and speed classes across different sectors.

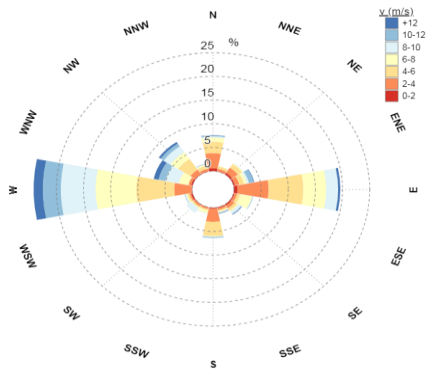


Figure 5. Annual wind rose

In spring, the dominant wind direction is west, which equals 28.4% of wind time. The wind speed classes [6-8] and [8-10]

are predicted for this sector at 8% and 9.2% of wind time, respectively. The second dominant directions are west-northwest (WNW) and northwest (NW), which have respectively 11.3% and 11.4% of wind time; the wind speed classes [6-8] for west-northwest (WNW) and northwest (NW) account for respectively 1.9% and 2.2%, while the wind speed classes [8-10] account for respectively 3.6% and 2.3%. The wind patterns and speed classes vary significantly across different sectors. In spring, the prevailing wind direction is west, accounting for approximately 28.4% of the total wind time. Within this sector, wind speeds fall into the [6-8] and [8-10] classes, representing 8% and 9.2% of the wind time, respectively. However, the second most dominant wind directions, west-northwest (WNW) and northwest (NW), have a slightly lower wind time, at 11.3% and 11.4%, respectively. In these directions, the wind speed classes [6-8] account for 1.9% and 2.2% of the wind time.

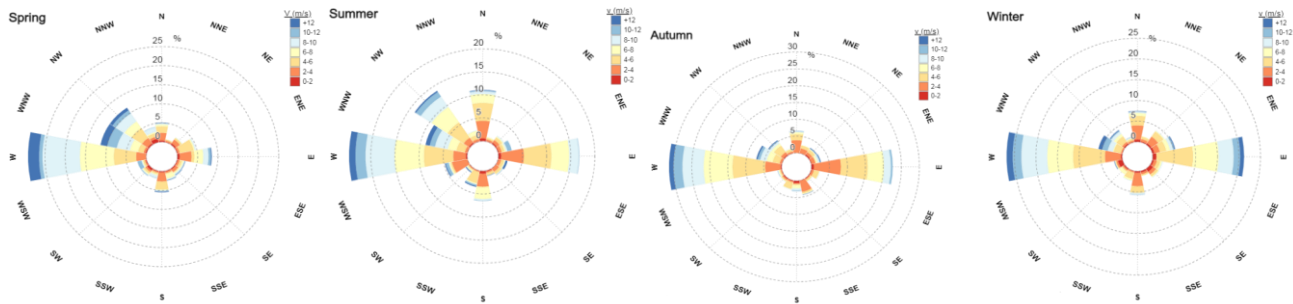


Figure 6. Seasonal wind rose

In summer, the west sector accounts for 24.6% of wind time, whereas the east sector accounts for roughly 12.6% of wind time; the wind speed classes [4-6], [6-8], and [8-10] are expected to account for 6.4%, 6.5%, and 6.1% of wind time for the western sector, respectively, while the wind speed classes [2-4] and [4-6] are the most prevalent for the eastern sector, accounting for 5% and 5.9% of wind time, respectively.

The monthly, seasonal and annual wind power density of Tindouf region at ten meters above the ground is shown in Figure 7.

4th class [35]. This indicates that it is an ideal location for wind farms. It is needed to harness energy as much as possible by utilizing the strong westerly winds. As a result, the wind turbine rows must be oriented perpendicular to the west. We may generate a quantity of energy that continuously grows from January until it reaches its peak in May and then begins to decrease in the following months, except for September and spring, which are the optimum seasons for wind energy production overall. During these months, the wind speeds are consistently high, allowing for maximum energy generation. Additionally, the Tindouf location's favorable climate and vast open spaces provide ample opportunities for the installation of a large number of wind turbines. With careful planning and efficient use of resources, the wind farms in Tindouf have the potential to become a significant source of renewable energy for the region, reducing dependence on fossil fuels and contributing to a greener future.

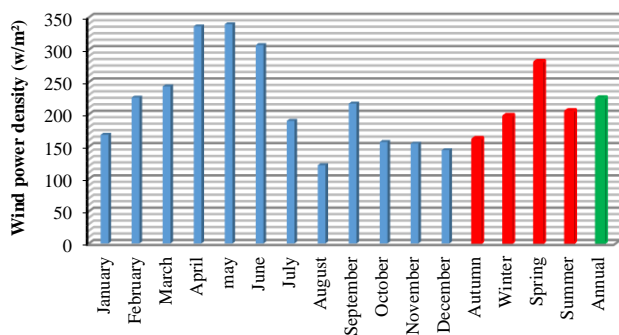


Figure 7. Monthly, seasonal, and annual wind power density

In May, there was a good wind energy density (339.20 W/m²) at the Tindouf site. The average seasonal density changes from 161.38 W/m² in the fall to 280.87 W/m² in the spring. For the remainder of the year, the monthly density varies from 121.60 W/m² in August to 335.85 W/m² in April. Consequently, the density per year is 224.37 W/m². As is evident, the Tindouf location is classified as part of the PNL

4. CONCLUSIONS

This paper uses wind data from 74 years to estimate the wind energy resource of Tindouf, Southern Algeria. The distribution of wind speed changes significantly from January to June, but remains stable from April to September. The region experiences strong winds, making it suitable for wind energy generation or sailing. The high wind energy density in April is ideal for wind power production, while low density in August may not be optimal.

The annual average density of 224.37 W/m² indicates a relatively consistent wind resource, making Tindouf a promising location for long-term wind energy production. This consistent wind resource can reduce reliance on fossil

fuels and contribute to a sustainable future. However, further studies are needed to determine feasibility and potential challenges of implementing wind energy projects in the region.

ACKNOWLEDGMENT

I want to express my gratitude to the research center “Unité de Recherche en Energies renouvelables en Milieu Saharien (URERMS)” for providing a perfect setting in which to conduct research and provide the required infrastructure for the successful training. It is my joy also to express my heartfelt appreciation to all of my colleagues at the “Unité de Recherche Matériau et Energies Recoverable (URMER) for their precise and invaluable assistance, which has been invaluable to my research in theoretical terms.

REFERENCES

- [1] Dmytrów, K., Landmesser, J., Bieszk-Stolorz, B. (2021). The connections between COVID-19 and the energy commodities prices: Evidence through the dynamic time warping method. *Energies*, 14(13): 4024. <https://doi.org/10.3390/en14134024>
- [2] Tong, W. (2010). *Fundamentals of Wind Energy*. Southampton, UK: WIT Press. <https://doi.org/10.2495/978-1-84564-205-1/01>
- [3] Merzouk, N.K. (2006). *Evaluation du Gisement Energétique Eolien-Contribution à la détermination du profil Vertical de la vitesse du vent en Algérie*, thesis, University of Tlemcen, Tlemcen, Algeria.
- [4] Merzouk, N.K. (2000). Wind energy potential of Algeria. *Renewable Energy*, 21: 553-562. [https://doi.org/10.1016/S0960-1481\(00\)00090-2](https://doi.org/10.1016/S0960-1481(00)00090-2)
- [5] Chellali, F., Khellaf, A., Belouchrani, A., Recioui, A. (2011). A contribution in the actualization of wind map of Algeria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(2): 993-1002. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.11.025>
- [6] Himri, Y., Himri, S., Stambouli, A.B. (2009). Assessing the wind energy potential projects in Algeria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(8): 2187-2191. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.03.003>
- [7] Himri, Y., Malik, A.S., Stambouli, A.B., Himri, S., Draoui, B. (2009). Review and use of the Algerian renewable energy for sustainable development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(6-7): 1584-1591. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2008.09.007>
- [8] Himri, Y., Rehman, S., Draoui, B., Himri, S. (2008). Wind power potential assessment for three locations in Algeria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(9): 2495-2504. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2007.06.007>
- [9] Kheder-Haddouche, S., Boudia, S.M. (2019). Wind Resource Assessment at Illizi Site in the Algerian Sahara, with Environmental Analysis. In 2019 7th International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), pp. 1-6. <https://doi.org/10.1109/irsec48032.2019.9078262>
- [10] Boudia, S.M., Santos, J.A. (2019). Assessment of large-scale wind resource features in Algeria. *Energy*, 189: 116299. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116299>
- [11] Boudia, S.M., Benmansour, A., Ghellai, N., Benmedjahed, M., Tabet Hellal, M.A. (2012). Monthly and seasonal assessment of wind energy potential in Mechria region, occidental highlands of Algeria. *International Journal of Green Energy*, 9(3): 243-255. <http://doi.org/10.1080/15435075.2011.621482>
- [12] Boudia, S.M., Benmansour, A., Ghellai, N., Benmedjahed, M., Hellal, M.A.T. (2013). Temporal assessment of wind energy resource at four locations in Algerian Sahara. *Energy Conversion and Management*, 76: 654-664. <http://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.07.086>
- [13] Guarienti, J.A., Almeida, A.K., Neto, A.M., de Oliveira Ferreira, A.R., Ottonelli, J.P., de Almeida, I.K. (2020). Performance analysis of numerical methods for determining Weibull distribution parameters applied to wind speed in Mato Grosso do Sul, Brazil. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 42: 100854. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2020.100854>
- [14] Abderrahim, A., Ghellai, N., Bouzid, Z., Menni, Y. (2019). Wind energy resource assessment in south western of Algeria. *Mathematical Modelling of Engineering Problems*, 6(2): 157-162. <https://doi.org/10.18280/mmep.06020>
- [15] Benmedjahed, M., Maouedj, R. (2019). Assessment of Acoustic impact for the wind farm in Algeria. In 2019 1st Global Power, Energy and Communication Conference (GPECOM), pp. 316-320. <https://doi.org/10.1109/gpecom.2019.8778498>
- [16] Benmedjahed, M., Ghellai, N., Benmansour, A., Boudia, S.M., Hellal, M.T. (2014). Assessment of wind energy and energy cost in Algeria. *Journal of Renewable Energy and Smart Grid Technology*, 9(1): 31-40. <https://ph01.tci-thaijo.org/index.php/RAST/article/view/26347>
- [17] Benmedjahed, M., Mouhadjer, S. (2016). Evaluation of wind energy cost and site selection for a wind-farm in the south of Algeria. In AIP Conference Proceedings, 1758(1): 030001. <https://doi.org/10.1063/1.4959397>
- [18] Benmedjahed, M., Ghellai, N., Bouzid, Z., Chiali, A. (2015). Temporal assessment of wind energy resource in “Adrar” (south of Algeria); calculation and modeling of wind turbine noise. In 2nd International Congress on Energy Efficiency and Energy Related Materials (ENEFM2014) Proceedings, Oludeniz, Fethiye/Mugla, Turkey, October 16-19, 2014, pp. 33-42. https://doi.org/10.1007/978-3-319-16901-9_5
- [19] Benmedjahed, M., Boudaoud, L. (2015). Temporal assessment of wind energy resource in Algerian desert sites: Calculation and modelling of wind noise. *Journal of Fundamentals of Renewable Energy and Applications*, 5(3): 1-4. <https://doi.org/10.4172/2090-4541.1000160>
- [20] Benmedjahed, M., Bouzid, Z., Ghellai, N. (2015). Wind potential assessment of AIN salah in Algeria; calculation of the cost energy. *International Journal of Energy and Power Engineering*, 4(2): 38. <http://doi.org/10.11648/j.ijepe.20150402.14>
- [21] Benmedjahed, M., Ghellai, N., Benmansour, A. (2012). Wind potential assessment of three coastal sites in Algeria: Calculation and modeling of wind turbine noise using Matlab. *International Journal of Computer Applications*, 56(2): 20-25. <http://doi.org/10.5120/8864-2827>
- [22] Benmedjahed, M., Maouedj, R. (2017). L’impacte d’un parc éolien sur l’environnement au sud Algérien.

- Editions Universitaires Europeennes.
- [23] Benmedjahed, M., Maouedj, R. (2017). The wind farm impact on the environment in Tindouf. LAP LAMBERT Academic Publishing.
- [24] Benmedjahed, M., Dahbi, A., Hadidi, A., Mouhadjer, S. (2021). Temperature and wind distribution effects on wind energy production in Adrar Region (Southern Algeria). *International Journal of Sustainable Development and Planning*, 16(8): 1473-1477. <https://doi.org/10.18280/ijdp.160808>
- [25] Benmedjahed, M., Bouzid, Z., Ghellai, N. (2015). Wind potential assessment of AIN salah in Algeria; calculation of the cost energy. *International Journal of Energy and Power Engineering*, 4(2): 38. <http://doi.org/10.11648/j.ijpe.20150402.14>
- [26] Benmedjahed, M., Maouedj, R. (2018). Wind power assessment in Algeria; methods development. In 2018 International Conference on Wind Energy and Applications in Algeria (ICWEAA), pp. 1-6. <https://doi.org/10.1109/icweaa.2018.8605049>
- [27] Benmedjahed, M., Maouedj, R. (2018). Technical and economic analysis of wind turbine system for isolated location at Adrar in Algeria. In 2018 6th International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), pp. 1-4. <https://doi.org/10.1109/irsec.2018.8702948>
- [28] Benmedjahed, M., Maouedj, R., Mouhadjer, S., Dahbi, A., Saba, D., Touahri, T. (2020). Wind energy source assessment for four locations in the Adrar Region: Southern Algeria. In *Proceedings of the 10th International Conference on Information Systems and Technologies*, pp. 1-6. <https://doi.org/10.1145/3447568.3448535>
- [29] Benmedjahed, M., Maouedj, R., Mouhadjer, S. (2020). Wind energy resource assessment of desert sites in Algeria: Energy and reduction of CO₂ emissions. *International Journal of Applied Power Engineering (IJAPE)*, 9(1): 22-28. <https://doi.org/10.11591/ijape.v9.i1.pp22-28>
- [30] GoogleMaps. (2007). <https://www.google.dz/maps/place/Tindouf/@27.2084143,8.5776126,7z/data=!3m1!4b1!4m5!3m4!1s0xdc8f543a42dd5fb:0x77f07f133f79f497!8m2!3d27.6719159!4d-8.1398003?hl=fr>
- [31] Wind energy: Fundamentals, resource analysis and economics. <https://doi.org/10.1007/3-540-30906-3>
- [32] Benmedjahed, M., Dahbi, A., Khelfaoui, A., Hadidi, A., Mouhadjer, S., Djaafri, O. (2023). Statistical examination of wind energy's contribution to carbon dioxide emissions reduction*: Study: Adrar, located in Southern Algeria. In 2023 International Conference on Advances in Electronics, Control and Communication Systems (ICAEECCS), pp. 1-5. <https://doi.org/10.1109/icaeeccs.56710.2023.10105015>
- [33] DAHBI, A., Benmedjahed, M., Khelfaoui, A., et al. (2022). A comparative study between MPPT using PI and fuzzy logic control for wind turbine system. In 2022 19th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices (SSD), pp. 1228-1233. <https://doi.org/10.1109/ssd54932.2022.9955879>
- [34] Dahbi, A., Benlahbib, B., Benmedjahed, M., et al. (2023). A comparative experimental investigation of MPPT controls for variable speed wind turbines. *International Journal of Electrical and Computer Engineering Systems*, 14(6): 703-711. <https://doi.org/10.32985/ijeces.14.6.10>
- [35] Benmedjahed, M., Maouedj, R., Mouhadjer, S., et al. (2021). Analysis of the wind resources in Saharan Atlas of Algeria: Adrar region as a case study. *Iranian (Iranica) Journal of Energy & Environment*, 12(2): 155-160. <https://doi.org/10.5829/ijee.2021.12.02.08>

NOMENCLATURE

C	Scale parameter (m/s)
k	Shape parameter
P	Power (W)
S	Wind turbine section (m ²)
v	Wind speed (m/s)
\bar{v}	Velocity (m/s)

Greek symbols

ρ	Standard air density (kg/m ³)
Γ	Gamma fonction

Subscripts

$f(v)$	Frequency distribution
--------	------------------------

ملخص تتمحور دراستنا على تحديد حجم مزرعة الرياح وتحسينها في جنوب الجزائر خاصة في ولاية تندوف، يؤدي النقص الحاد في محطات الأرصاد الجوية إلى عدم كفاية تقييم موارد طاقة الرياح في هذه المنطقة. باستخدام برنامج QGIS، من الممكن تحويل أطلس الرياح التي تم الحصول عليها من Global Wind Atlas إلى بيانات رقمية من أجل تقييم المعلومات المختلفة لحقل الرياح على ارتفاعات مختلفة حيث ان الفرق بين النتائج التي تم الحصول عليها من قياسات المحطة وتلك المقدرة بهذه الطريقة لا تتجاوز 4%. حصلنا أخيرًا على إحدائيات ثلاثة مواقع مناسبة لمنشآت الرياح المستقبلية. تم استخدام ستة تربيينات رياح لتقييم مزارع الرياح بقدرة 10 و 20 و 30 ميجاوات. لقد قمنا باختيار مولدات الرياح الأكثر ملائمة على أساس معايير الطاقة والاقتصادية، من أجل الحصول على كفاءة الطاقة المثلى مع تقليل التكاليف.

الكلمات المفتاحية: أطلس الرياح، طاقة الرياح، معلمات ويبيل، تربيينات الرياح، مزرعة الرياح، الطاقة المنتجة، التكلفة.

Résumé : Notre étude porte sur le dimensionnement et l'optimisation d'un parc éolien au sud Algérien cas de Tindouf. Le manque aigu de stations météorologiques, entraîne une insuffisance dans l'évaluation des ressources en énergie éolienne. L'utilisation du logiciel QGIS, permet de convertir les atlas des vents obtenus à partir de Global Wind Atlas en données numériques, pour évaluer les divers paramètres du gisement éolien à des hauteurs différentes. La différence entre les résultats obtenus par les mesures de la station et celles estimées par cette méthode ne dépasse pas 4%. Ainsi on obtient finalement les coordonnées des trois sites les plus propices pour de futures installations éoliennes. Six éoliennes ont été employées pour dimensionner des parcs éoliens de capacité 10, 20 et 30 mégawatts. Nous avons sélectionné les aérogénérateurs les plus adaptés en fonction des critères énergétiques et économiques, afin d'obtenir un rendement énergétique optimal tout en minimisant les coûts.

Mots clés : Atlas des vents, gisement éolien, paramètres de Weibull, aérogénérateurs, parc éolien, énergie produite, coût.

Summary : Our study focuses on the sizing and optimization of a wind farm in southern Algeria, the case of Tindouf. The acute lack of weather stations leads to a lack of assessment of wind energy resources in this region. Using QGIS software, it is possible to convert the wind atlases obtained from Global Wind Atlas into digital data in order to assess the various parameters of the wind resource at different heights where the difference between the results obtained by the station measurements and those estimated by this method does not exceed 4%. Thus, we finally obtain the coordinates of three most suitable sites for future wind installations. Six wind turbines were used to assess wind farms of 10, 20 and 30 megawatts. We selected the most suitable wind turbines based on energy and economic criteria, in order to obtain optimal energy efficiency while minimizing costs.

Keywords: Wind atlas, wind energy, Weibull parameters, wind turbines, wind farm, energy produced, cost.