

# UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

Faculté des Hydrocarbures Energies Renouvelables Sciences de  
l'Univers et de la Terre

Département Énergies renouvelables



Mémoire

MASTER ACADEMIQUE / PROFESSIONNEL

**Domaine :** Sciences et Technologie

**Filière :** Énergies renouvelables en mécanique

**Spécialité :** Énergies renouvelables

Présenté par :

**Adamou Mannel Chemous**

**Dahou Khaoula**

**Berrabah Safa**

**Thème**

**Etablissement d'un gisement éolien de zone Ouargla en raison  
d'implantation des aérogénérateurs a petite puissance**

Soutenu publiquement

Le 08/06/2022

Devant le jury :

Mr GHARBI Brahim

Président UKM Ouargla

Mr. KHENTOUT Abdelkader

Encadreur/rapporteur UK Ouargla

MAAMMEUR Hocine

Examineur UKM Ouargla

Année Universitaire :2021/2022



# UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

Faculté des Hydrocarbures Energies Renouvelables Sciences de  
l'Univers et de la Terre

Département Énergies renouvelables



Mémoire

MASTER ACADEMIQUE / PROFESSIONNEL

**Domaine :** Sciences et Technologie

**Filière :** Énergies renouvelables en mécanique

**Spécialité :** Énergies renouvelables

Présenté par :

**Adamou Mannel Chemous**

**Dahou KhaoulaBerrabah**

**Safa**

**Thème**

**Etablissement d'un gisement éolien de zone Ouargla en  
raison d'implantation des aérogénérateurs a petite puissance**

Soutenu publiquement

Le 08/06/2022

Devant le jury:

Mr GHARBI Brahim

Président UKM Ouargla

Mr. KHENTOUT Abdelkader

Encadreur/rapporteur UK OuarglaMr

MAAMMEUR Hocine

Examineur UKM Ouargla

Année Universitaire :2021/2022

## **REMERCIEMENT**

*Avant tout, nous remercions en premier lieu Allah le tout puissant de nous avoir illuminés et ouvert les voies du savoir, et pour nous avoir accordés la volonté et le courage pour élaborer ce travail.*

*Au terme de ce modeste travail, Nous tenons à exprimer toute notre gratitude et reconnaissance à notre encadreur **Mr. KHANTOUT Abdelkader** d'avoir accepté de diriger ce travail et d'avoir mis à notre disposition tous les moyens qui nous ont permis de mener à terme cette étude et aussi pour ses précieux conseils et ses encouragements.*

*Mes vifs remerciements sont adressés également à toutes les personnes avoir accordés la volonté et le courage pour ce travail :*

*- Mes Parents Mes Frères Mes Sœurs.*

*Tout notre remerciement A nos collègues de **Université Kasdi Merbah Ouargla** pour leurs collaborations et leur soutien morale.*

*Aya Refan*

## المخلص :

لاختيار المكان المناسب من اجل انشاء مزرعة رياح وكذا التوربينات المناسبة لمنطقة ورقلة ،فانه من الضروري معرفة سرعة الرياح على الموقع المراد دراسته على مدى طويل يقدر ب 10 سنوات من اجل الحصول على نتيجة دقيقة ، سنقوم أيضا بتصنيف هذه المنطقة وفقا للإنتاجية باستخدام توزيع Weibull واستخراج المعلمات K و C ، والعديد من النماذج المناسبة ، مثل (طريقة المربعات الصغرى ، الانحراف المعياري وطريقة متوسط السرعة (MMV) وتقلبات الرياح ، طريقة الاحتمال الأقصى) ، كل هذا لحساب سرعة ويبيل V، و الاستطاعة المستردة وذلك من اجل اختيار توربينات الرياح المناسبة .

## Résumé

Pour choisir le bon endroit pour la construction d'un parc éolien ainsi que les turbines adaptées à la zone de Ouargla, il est nécessaire de connaître la vitesse du vent sur le site à étudier sur une longue période de 10 ans afin d'obtenir un résultat précis, nous classerons également cette zone en fonction de la productivité en utilisant la distribution de Weibull et l'extraction des paramètres K et C, et de nombreux modèles appropriés, tels que (méthode micro-carrée, méthode de l'écart type et de la vitesse moyenne (MMV) et fluctuations du vent, méthode de probabilité maximale). Tout cela pour calculer la vitesse du Weibull V, et la capacité récupérée, à partir du choix des meilleures éoliennes.

## Abstract

To choose the right place for the construction of a wind farm as well as the turbines suitable for Ouargla area, it is necessary to know the wind speed on the site to be studied over a long period of 10 years in order to obtain an accurate result, we will also classify this area according to productivity using the Weibull distribution and the extraction of parameters K and C, and many suitable models, such as (micro-square method, standard deviation and mean speed (MMS) method and wind fluctuations, maximum probability method (MPM).

All this to calculate the speed of the Weibull S, and the recovered capacity, from the choice of the best wind turbines.

# Sommaire

Résumé.....	1
Sommaire .....	1
Liste Des Figures.....	1
Liste Des Tableaux.....	1
Introduction Générale.....	1
Chapitre 01 : Généralités Sur L’atmosphérique Et Caractéristiques Géographiques Et Météorologiques D’ouargla .....	1
1.1.Introduction .....	1
1.2. Présentation Générale De L’atmosphère .....	1
1.2.1. Définition De L’atmosphère.....	1
1.2.2. Composition Et Structure Verticale De L’atmosphère .....	1
1.2.2.1. La Composition De L’atmosphère .....	1
1.2.2.2. Structure Verticale De L’atmosphère.....	2
1.3. La Couche Limite Atmosphérique (Cla) .....	4
1.3.1. Définition De La Cla .....	4
1.3.2. Structure Verticale De La Cla .....	5
1.3.3. La Météorologie .....	6
1.4. Généralités Sur Le Vent : .....	6
1.4.1.Le Vent Et Son Origine :.....	6
1.4.2. Instruments Pour Mesurer Le Vent .....	7
1.4.2.1. La Girouette :.....	7
1.4.2.2. Manche A Air (Manche A Vent) : .....	8
1.4.2.3. L’anémomètre : .....	8
1.4.3.Direction Et Vitesse Du Vent.....	9
1.4.4. Caractéristiques Du Vent :.....	9
1.5. Caractéristiques Géographiques Et Météorologiques De L’algérie .....	9
1.5.1. Le Climat De L’algérie.....	10
1.5.1.1. Les Régions Côtières.....	10
1.5.1.2. Le Sahara.....	11
1.5.2. Ouargla .....	11
1.5.3. Climat D’ouargla.....	11
Chapitre 02 : Etude Bibliographique Sur Le Développement Du Vent De Basses	

Couches Et Les Méthodes D'évaluation Du Potentiel Eolien .....	1
2.1. Introduction .....	14
2.2. Étude Statistique.....	14
2.1. Méthodes De Détermination Des Paramètres De Weibull :.....	16
2.1.2. Extrapolation Verticale De La Vitesse Du Vent :.....	20
2.1.3. Extrapolation Verticale Des Paramètres De Weibull : .....	25
2.3. Définition Des Paramètres Vent : .....	26
2.3.1. Vitesse Moyenne, Vitesse Cubique Moyenne Et Variance :.....	26
2.3.2. Facteur De Puissance Et Indice De Variation :.....	27
2.3.3. Vitesse La Plus Probable Et Vitesse De Plus Grande Energie :.....	27
2.3.4. Indice De Turbulence Du Vent :.....	28
2.3.5. Journée Type (Ou Journée Composite) : .....	28
2.3.6. Taux De Dissipation De L'énergie Cinétique Turbulente :.....	28
2.4. Influence Des Paramètres De Weibull Sur La Qualité Du Potentiel Eolien : .....	29
2.5. Évaluation Du Potentiel Energétique (Modélisation De La Puissance Du Vent) :	30
2.6. Puissance Théorique Maximale Récupérable (Théorème De Batez) :.....	30
2.19. Puissance Utile :.....	32
2.6. Conclusion.....	34
Chapitre 03 : Technologies Sur Eolienne .....	35
3.1. Introduction.....	36
.3.2 Historique.....	36
3.3.Définition Une Eolienne .....	37
3.3.1. Les Différents Types D'éoliennes.....	37
3.3.1.1. Les Eoliennes A Axe Vertical :.....	37
3.3.1.2. Les Eoliennes A Axe Horizontal.....	41
.3.4.Composants D'éoliennes.....	42
3.5. Principe De Fonctionnement .....	52
3.6. Classification D'éolienne.....	53
3.7. Les Modes D'exploitation De L'énergie Eolienne.....	54
3.8. Conclusion .....	54
Chapitre 04 : Estimation Du Potentiel Energétique Eolien Et Extrapolation Verticale Du Paramètre De Weibull .....	55
4.1. Introduction.....	56
4.2. Situation Géographique .....	56

4.3. Variation Temporelle De La Vitesse Moyenne Du Vent .....	56
4.3.1. Variation Journalière Moyenne De La Vitesse Du Vent.....	57
4.4. Etude Statique : .....	63
4.4.1. Distributions .....	63
4.4.1.1. Histogramme Des Distributions Des Fréquences D'occurrence : .....	63
A. Variation Journalière : .....	66
4.4.1.2. Variation Des Paramètres De Weibull : .....	67
4.4.2. Paramètre De Vent.....	74
4.5. Potentiel Energétique Eolien .....	74
4.5.1. Modélisation De La Puissance Du Vent : .....	74
4.5.2. Puissance Théorique Moyenne Incidente Du Vent .....	75
4.5.3. La Puissance Théorique Maximale Récupérable (Limite De Betz) : .....	76
4.5.4. Puissance Utile Par Une Eolienne : .....	81
4.6. Conclusion .....	82
Conclusion General .....	84
Références Et Bibliographie .....	85



## Liste Des Figures

<b>Figure 1. 1:</b> Composition de l'atmosphère sèche.....	2
<b>Figure 1. 2:</b> La structure verticale de l'atmosphère. ....	2
<b>Figure 1. 3:</b> Couche limite atmosphérique.....	5
<b>Figure 1. 4:</b> Vue schématique de la couche limite atmosphérique. ....	5
<b>Figure 1. 5:</b> Effet de la force de Coriolis sur la direction des vents.....	7
<b>Figure 1. 6:</b> Girouette.....	8
<b>Figure 1. 7:</b> Manche à air.....	8
<b>Figure 1. 8:</b> Anémomètre à coupelles.....	9
<b>Figure 1. 9:</b> Carte de l'Algérie.....	10
<b>Figure 1. 10:</b> Limites géographiques de la région Ouargla.....	11
<b>Figure 1. 11:</b> Relevé météorologique d'Ouargla.....	12
<b>Figure 2. 1:</b> (a) courbe de distribution de weibull, (b) courbe de la densité de puissance.....	15
<b>Figure 2. 2:</b> influence des valeurs du paramètre k sur la forme des distributions. ....	16
<b>Figure 3. 1:</b> Chaîne énergétique dans éolienne. ....	37
<b>Figure 3. 2:</b> Les types des éoliennes à axe vertical.....	38
<b>Figure 3. 3:</b> Darrieus type 1.....	38
<b>Figure 3. 4:</b> Darrieus H.....	39
<b>Figure 3. 5:</b> Type savonius.....	39
<b>Figure 3. 6:</b> Type Savonius hélicoïdale.....	40
<b>Figure 3. 7:</b> L'éolienne hybride Darrieus-Savonius.....	40
<b>Figure 3. 8:</b> Les éoliennes à axe horizontal.....	41
<b>Figure 3. 9:</b> Éolienne amont horizontal.....	42
<b>Figure 3. 10:</b> Eolienne Aval horizontal.....	42
<b>Figure 3. 11:</b> Aérogénérateurs multi-plumes.....	42
<b>Figure 3. 12:</b> Composants d'éoliennes.....	43
<b>Figure 3. 13:</b> Le rotor.....	43
<b>Figure 3. 14:</b> Les pales.....	44
<b>Figure 3. 15:</b> Les composants de la nacelle.....	45
<b>Figure 3. 16:</b> Broche principale (arbre lent).....	45
<b>Figure 3. 17:</b> Le multiplicateur.....	46
<b>Figure 3. 18:</b> Freins mécaniques.....	46
<b>Figure 3. 19:</b> Frein pneumatiques.....	47
<b>Figure 3. 20:</b> Aérofrein en bout de pales.....	47
<b>Figure 3. 21:</b> Système d'orientation.....	48
<b>Figure 3. 22:</b> Connexion souple.....	49
<b>Figure 3. 23:</b> Générateur.....	50
<b>Figure 3. 24 :</b> Anémomètre et Girouette.....	50
<b>Figure 3. 25:</b> La fondation.....	51
<b>Figure 4. 1:</b> Représentation schématique des dégradations successives de l'énergie éolienne avant utilisation.....	56
<b>Figure 4. 2:</b> la courbe représente les changements de la vitesse du vent en termes de jours pour 2012.....	57
<b>Figure 4. 3:</b> la courbe représente les changements de vitesse du vent en termes de jours pour l'année 2013.....	57
<b>Figure 4. 4:</b> la courbe représente les changements de vitesse de vent pour chaque jour de l'année 2014.....	58

<b>Figure 4. 5:</b> la courbe représente l'évolution de la vitesse du vent en termes de jours pour l'année 2015.	58
<b>Figure 4. 6:</b> la courbe représente l'évolution de la vitesse du vent en termes de jours pour l'année 2016.	59
<b>Figure 4. 7:</b> la courbe représente l'évolution de la vitesse du vent en termes de jours pour l'année 2017.	59
<b>Figure 4. 8:</b> la courbe représente les changements de vitesse du vent en termes de jours pour l'année 2018.	60
<b>Figure 4. 9:</b> la courbe représente les changements de vitesse du vent en termes de jours pour l'année 2019.	60
<b>Figure 4. 10:</b> la courbe représente les changements de vitesse du vent en termes de jours pour l'année 2020.	61
<b>Figure 4. 11:</b> la courbe représente les changements de vitesse du vent en termes de jours pour l'année 2021.	61
<b>Figure 4. 12:</b> la courbe représente l'évolution de la vitesse du vante en termes de jours pour une comparaison entre 2012 et 2021	62
<b>Figure 4. 13:</b> la rose des vents à Ouargla	62
<b>Figure 4. 14:</b> Histogramme des distributions des fréquences pendant 10 ans.	66
<b>Figure 4. 15:</b> Variation journalier de la distribution de Weibull pour chaque année.	73
<b>Figure 4. 16:</b> Variation journalier de la distribution de Weibull pour 10 ans (2012/2021).	73
<b>Figure 4. 17:</b> Représentation schématique des dégradations successives de l'énergie éolienne avant utilisation.	75
<b>Figure 4. 18:</b> Puissance théorique moyenne incidente du vent pour 10 ans	75
<b>Figure 4. 19:</b> Histogramme de puissance théorique moyenne incidente du vent pour chaque année et à 10 ans	76
<b>Figure 4. 20:</b> Représentation du tube de courant	76
<b>Figure 4. 21:</b> Puissance absorbée par le rotor pour chaque année et à 10 ans	77
<b>Figure 4. 22:</b> Histogramme de puissance absorbée par le rotor pour chaque année et à 10 ans	77
<b>Figure 4. 23:</b> moyenne Puissance maximale récupérable du vent pour chaque année et à 10 ans	78
<b>Figure 4. 24:</b> Histogramme de Moyenne Puissance maximale récupérable du vent pour chaque année et à 10 ans.	79
<b>Figure 4. 25:</b> Energie moyenne récupérable pour chaque année et à 10 ans	80
<b>Figure 4. 26:</b> Histogramme d'Energie moyenne récupérable pour chaque année et à 10 ans	80
<b>Figure 4. 27:</b> Variation des puissances utile.	82

## Liste Des Tableaux

<b>Tableau 2. 1:</b> expressions des vitesses moyennes et cubiques ainsi que les variances selon le modèle utilisé.....	27
<b>Tableau 03. 1 :</b> Classification des éoliennes suivant la taille et ordre de grandeur associé. ....	53
<b>Tableau 4. 1:</b> Variation des paramètres de Weibull C et k .....	71
<b>Tableau 4. 2:</b> Paramètre de vent à Ouargla .....	74
<b>Tableau 4. 3:</b> la vitesse et la puissance utile nominale en fonction le rendement de la machine [0.3 a 0.5] dans chaque année .....	81

## GLOSSAIRE

$A, A_1$ : surface de la roue	$m^2$
$A_0$ : la surface en amont (à l'entrée du tube de courant )	$m^2$
$A_2$ : la surface à l'aval du rotor	$m^2$
$C, C_1, C_2$ : facteur d'échelle de weibull	$m s^{-1}$
$k, k_1, k_2$ : facteur de forme de weibull	
$CP$ : Coefficient de puissance	
$P_{thé}$ : puissance théorique moyenne	W
$P_{abs}$ : la puissance absorbée par le rotor	W
$P_{Max}$ : la moyenne puissance maximale récupérable	W
$\overline{Pr}$ : la puissance moyenne récupérable par unité de surface A égale a 1 $m^2$	W
$P_u, P_{u1}, P_{u2}$ : la puissance utile	W
$P_n$ : puissance nominale	W
$\overline{E}$ : densité d'énergie moyenne récupérable sur une année	$KW/m^{-2}$
$\eta$ : Rendement global d'un système	
$V_0$ : la vitesse du vent en amont du rotor (initiale)	$m/s$
$V_1$ : la vitesse du vent dans le plan du rotor	$m/s$
$V_2$ : la vitesse du vent en aval du rotor	$m/s$
$\overline{V}$ : vitesse du vent estimée avec le modèle de weibull	$m s^{-1}$
$\overline{V^3}$ : vitesse cubique moyenne du vent estimée avec le modèle de weibull	$m^3 s^{-3}$
$V_D, V_N, V_C$ ; vitesse de démarrage, nominale et d'arrêt	$m s^{-1}$
$V_{n1}, V_{n2}$ : vitesse nominale	$m s^{-1}$
$\rho$ : Masse volumique de l'air	$kg/m^{-3}$
$\sigma$ : Ecart type de la distribution de la vitesse	$m/s$
$\sigma^2$ : la variance	
$RP$ : Facteur de puissance du vent	
$I_V$ : l'indice de variation	
$Z_1, Z_2$ : Altitude	m
$Z_0$ : rugosité du sol	m
$Z_g$ : Moyenne géométrique de l'altitude	m
$Z_r$ : la hauteur de référence égale à 10 m	m
$\alpha_e$ : Exposant de la loi de puissance n : Exposant de la loi de puissance	
m : Exposant d'extrapolation du facteur d'échelle	
$\alpha, \beta$ : Constantes sans dimension	
A ,B : coefficients pour le modèle proposé	
$f(V)$ : la fréquence d'occurrence des vitesse du vent	
$F(V)$ : Fréquence cumulée de la distribution de weibull	
$ff_0$ : la fréquence des vents calme	
$V_{PP}$ : vitesse la plus probable	$ms^{-1}$
$V_{maxE}$ : vitesse de plus grande énergie	$ms^{-1}$
$r$ : indice de turbulence du vent	
$\varepsilon$ : Taux de dissipation de l'énergie cinétique turbulente	

# **INTRODUCTION GENERALE**

## INTRODUCTION GENERALE

Les énergies renouvelables (ou EnR) désignent un ensemble de moyens de produire de l'énergie à partir de sources ou de ressources théoriquement illimitées, disponibles sans limite de temps ou reconstituables plus rapidement qu'elles ne sont consommées.

On parle généralement des énergies renouvelables par opposition aux énergies tirées des combustibles fossiles dont les stocks sont limités et non renouvelables à l'échelle du temps humain : charbon, pétrole, gaz naturel... Au contraire, les énergies renouvelables sont produites à partir de sources comme les rayons du soleil, ou le vent, qui sont théoriquement illimitées à l'échelle humaine.

Les occasions autorisent pour utiliser l'énergie renouvelable en Algérie sont beaucoup et différents, l'énergie solaire, solaire thermique et géothermie, ainsi l'énergie éolien est traitée d'une notre recherche. Ont considéré que les énergies renouvelables et parmi eux l'énergie éoliens, sont des énergies pures, mais une grande technologie pour exécuter n'importe quel projet

L'énergie éolienne ou l'énergie du vent, bien que n'étant classée que deuxième de par sa disponibilité en Algérie (le soleil étant la ressource la plus présente), n'en figure pas moins dans le programme des énergies renouvelables élaboré en 2011, et révisé en 2015, en vue de la réalisation de 22000 MW en 2030 .

L'Algérie prévoit d'atteindre à l'horizon en 2030 près de 40% de la production nationale d'électricité de sources renouvelables. Bien que le choix de l'énergie solaire soit prédominant, l'énergie éolienne représente le deuxième axe de production de ce programme. Avant d'étudier la possibilité d'implanter une ferme éolienne dans une région de désert comme la wilaya de Ouargla, il est nécessaire de faire des études du gisement éolien pour une connaissance précise de la météorologie du vent.

Toutes les recherches sont basées sur la région sud où l'on trouve une vitesse de vent élevée par rapport au nord en raison du terrain très simple et c'est ce que nous noterons dans la recherche d'établissement d'un gisement éolien de la zone de Ouargla puis que l'implantation des aérogénérateurs ont une petite puissance.

**Chapitre 01 : Généralités sur  
l'Atmosphérique et Caractéristiques  
géographiques et météorologiques  
d'Ouargla**

## 1.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous nous consacrerons à une vue d'ensemble de l'atmosphère et de sa structure, en mettant l'accent sur la couche limite atmosphérique. Dans un premier temps, nous déterminerons la nature, la structure et la stabilité de l'atmosphère. Une autre partie de ce chapitre consiste à étudier l'ampleur des principaux phénomènes météorologiques. Nous essayons également de connaître le climat en Algérie en général et dans la région de Ouargla en particulier, car notre étude est une étude centrée sur la région de Ouargla.

## 1.2. Présentation générale de l'atmosphère

### 1.2.1. Définition de l'atmosphère

L'atmosphère est un mélange de gaz et de particules qui entourent le globe. Vue de l'espace, elle forme une fine couche de lumière bleu foncé sur l'horizon. [1]

### 1.2.2. Composition et Structure verticale de l'atmosphère

#### 1.2.2.1. La composition de l'atmosphère

L'atmosphère est composée de différentes couches distinctes qui diffèrent surtout par leur composition et leur température. Plus l'altitude n'est élevée, plus les températures et les pressions baissent. On perd ainsi près de 6°C, tous les 1000 mètres. Toutefois, les transferts thermiques, les phénomènes météorologiques, les courants marins permettent en partie d'homogénéiser la température à la surface de la terre et d'éviter un réchauffement ou un refroidissement permanent de certaines zones.

Élément essentiel à la vie, l'air est un mélange de gaz constituant l'atmosphère autour de la Terre.

L'air pur est composé :

- De diazote ou N<sub>2</sub> (78%)
- De dioxygène ou O<sub>2</sub> (21%)
- De gaz rares (1%).

Cette proportion de gaz rares dans l'atmosphère contrôle les grands équilibres de la planète :

- Le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) permet d'obtenir une température agréable à la surface de la Terre (effet de serre),
- L'ozone stratosphérique est un filtre naturel protégeant la vie sur Terre de l'action néfaste de certains rayons ultraviolets du soleil [2].



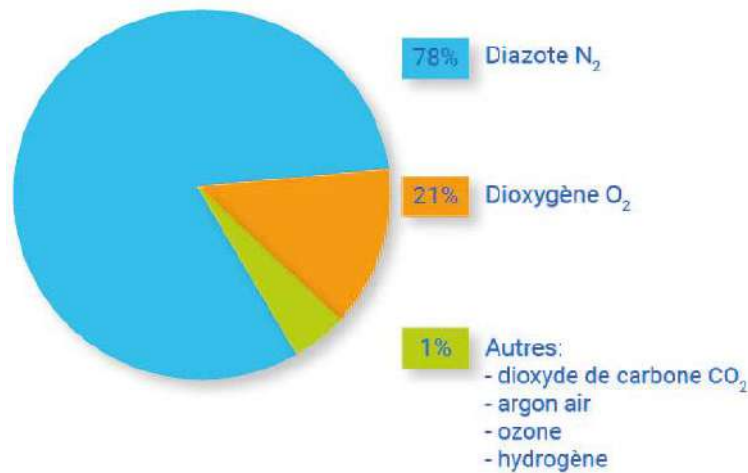


Figure 1. 1: Composition de l'atmosphère sèche. [2]

### 1.2.2.2. Structure verticale de l'atmosphère

L'atmosphère est divisée en plusieurs couches caractérisées entre autres par leur profil thermique, c'est-à-dire par la façon dont la température de l'air.

#### - Les différentes couches de l'atmosphère terrestre

L'atmosphère est épaisse d'environ 10 000 km. Mais 99 % de sa masse se trouve dans les 30 premiers kilomètres. L'atmosphère est divisée en 5 canapés superposés. Chacune de ces couches a des propriétés différentes (épaisseur, température, pression). Depuis la surface de la Terre, ces canapés sont :

- ✚ La troposphère
- ✚ La stratosphère
- ✚ La mésosphère
- ✚ La thermosphère
- ✚ L'exosphère

La figure 2 décrit en détail la structure verticale de l'atmosphère :



Figure 1. 2: La structure verticale de l'atmosphère.

- **La troposphère**

La troposphère est la couche atmosphérique la plus proche du sol terrestre. Son épaisseur est variable : 7 kilomètres de hauteur au-dessus des pôles, 18 kilomètres au-dessus de l'équateur et environ 13 kilomètres, selon les saisons, dans la zone tempérée. C'est dans cette couche qu'on retrouve la plus grande partie des phénomènes météorologiques. Au fur et à mesure qu'on s'élève dans la troposphère la température décroît de façon régulière d'environ 6 degrés Celsius tous les 1000 mètres pour atteindre -56° C à la tropopause (zone séparant la troposphère de la stratosphère). L'air près du sol est plus chaud qu'en altitude car la surface réchauffe cette couche d'air.

- **La Stratosphère**

La stratosphère est au-dessus de la troposphère. C'est dans la stratosphère qu'on trouve la couche d'ozone. Cette dernière est essentielle à la vie sur Terre, car elle absorbe la majorité des rayons solaires ultraviolets qui sont extrêmement nocifs pour tout être vivant. Cette absorption provoque un dégagement d'énergie sous forme de chaleur. C'est pourquoi la température augmente lorsqu'on s'élève dans la stratosphère.

Les mouvements de l'air y sont beaucoup moindres. Il s'agit d'un environnement beaucoup plus calme.

- **La Mésosphère**

La mésosphère est au-dessus de la stratosphère. Dans cette couche, la température recommence à décroître avec l'altitude pour atteindre -80° C à une altitude d'environ 80 km. Les poussières et particules qui proviennent de l'espace (les météores) s'enflamment lorsqu'elles entrent dans la mésosphère à cause de la friction de l'air. Ce phénomène nous apparaît sous la forme « d'étoiles filantes ».

- **La Thermosphère**

La couche la plus haute est la thermosphère. Dans cette couche se trouve la région où près des pôles se forment les aurores boréales et australes. La température augmente avec l'altitude et peut atteindre environ 100 degrés Celsius. La thermosphère atteint des milliers de kilomètres d'altitude et disparaît graduellement dans l'espace. La thermosphère devient presque nulle et les molécules d'air sont très rares.

La partie inférieure de la thermosphère est appelée l'ionosphère. L'ionosphère réfléchit les ondes courtes (ondes radio). Ces ondes, émises par un émetteur, rebondissent sur l'ionosphère et sont renvoyées vers la Terre. Si elles sont retournées avec un certain angle, elles peuvent faire presque le tour du globe. L'ionosphère permet donc de communiquer avec des régions très éloignées.

La séparation entre la mésosphère de la thermosphère s'appelle la mésopause.

La séparation entre la troposphère et la stratosphère porte le nom de Tropopause [3].

#### - **L'exosphère**

L'exosphère s'étend jusqu'à 10.000 km d'altitude, là où s'arrête l'atmosphère et où commence l'espace. C'est dans cette zone que gravitent les satellites artificiels. [4]

### **1.3. La couche limite atmosphérique (CLA)**

#### **1.3.1. Définition de la CLA**

Couche limite atmosphérique, dont l'épaisseur est d'environ 1000m, est la couche qui contient 10% du recouvrement de la masse d'air totale et où le déplacement d'air est régi par le gradient de pression. Elle est contrôlée et modifiée partiellement par le frottement aérodynamique de la surface et l'importance de la stratification de la densité d'air qui résulte des différences de températures entre la surface du sol et l'air ambiant.

Cette couche est fonction de plusieurs paramètres tel que :

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

Près de la surface terrestre, la présence du sol perturbe l'écoulement de l'air et crée une forte turbulence (vent) alors que dans l'atmosphère libre, l'air sous l'action des forces de pression et de Coriolis est uniforme, horizontal et sa vitesse est constante (vent géostrophique). La couche limite atmosphérique (CLA), peut être divisée en deux sous couches (Figure I-2) à savoir la couche limite de surface (CLS) et la couche limite d'Eckermann.

La couche limite de surface, dont l'épaisseur varie entre 50 et 100 m, est la partie basse de la CLA. Elle est en contact directe avec la surface terrestre. Dans cette région, les effets de la force de Coriolis sont négligeables devant les effets dynamiques engendrés par les frottements au sol ainsi que par la stratification thermique de l'air.

Elle peut être déparagée en deux sous-couches :

- Une sous-couche inférieure située au-dessus du sol où les forces de frottement sont prédominantes, par rapport à la stratification thermique de l'air. Dans ce cas, le mouvement de l'air est turbulent et est directement lié à la rugosité du sol.
- La seconde sous-couche se situe juste au-dessus de la première. Les effets de frottement y sont négligeables devant la stratification thermique de l'air.

La couche d'Eckermann est la partie supérieure de la CLA. Dans cette zone, la structure du champ de vent est influencée par les frottements sur la surface, la stratification thermique et la force de Coriolis. Si l'altitude augmente, les forces de frottements deviennent négligeables devant la force de Coriolis.

La direction du vent subit donc une rotation (vers l'est dans l'hémisphère Nord) et s'aligne à son sommet avec le vent géostrophique. [5]

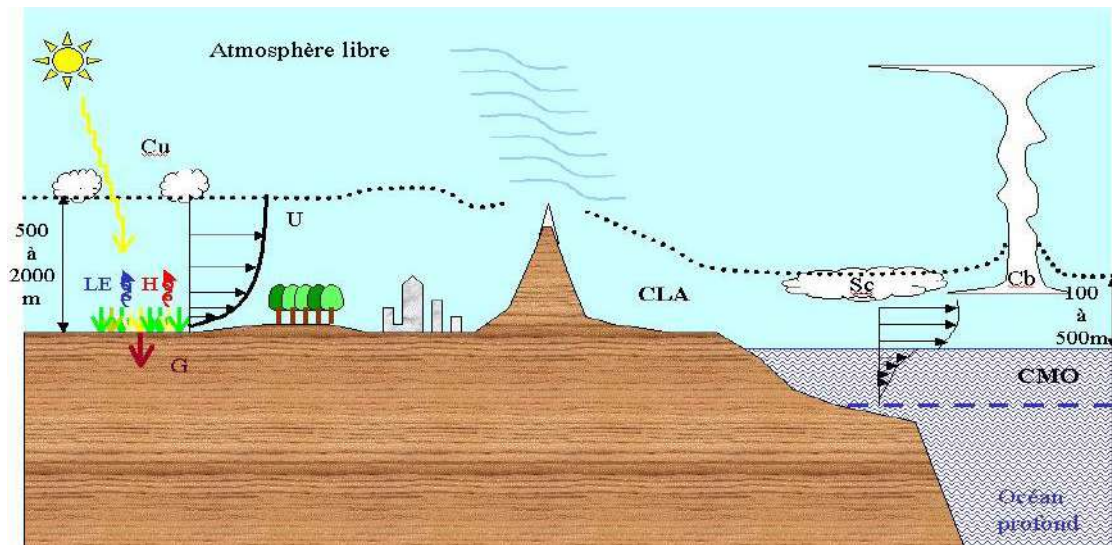


Figure 1. 3: Couche limite atmosphérique.

### 1.3.2. Structure verticale de la CLA

La couche limite atmosphérique se divise en trois parties distinctes (voir Figure), à savoir la couche d'Ekman, la couche limite de surface et la sous-couche rugueuse.

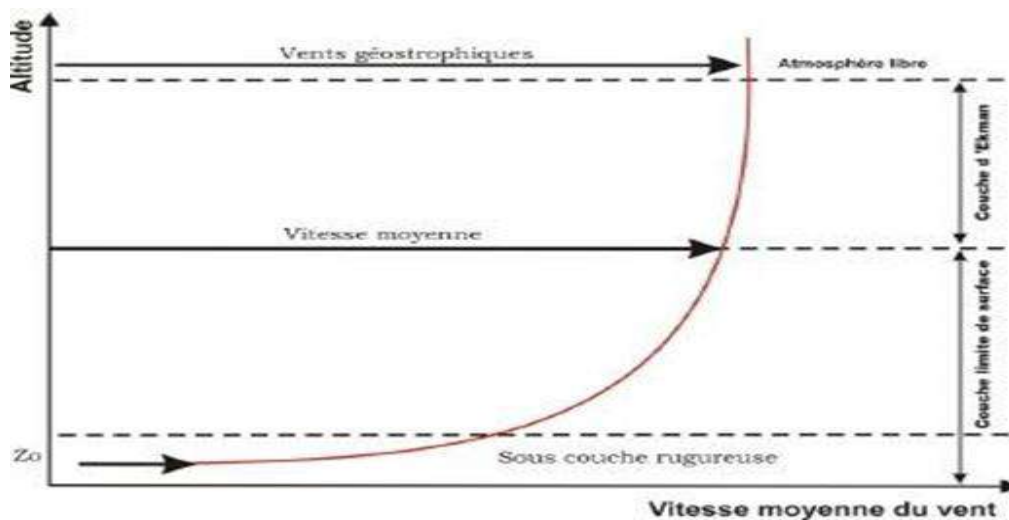


Figure 1. 4: Vue schématique de la couche limite atmosphérique.

#### • Stabilité atmosphérique

Au sein de la CLA, les forces de frottement issues de l'écoulement de l'air sur une surface rugueuse impliquent une forte activité turbulente du fluide atmosphérique. Ainsi :

- On peut faire abstraction de la force de Coriolis, car elle est faible devant les autres forces en présence, notamment les forces de frottement.
- La proximité du sol modifie le profil de vitesses de vent et induit un fort cisaillement.

- La direction sera modifiée par la présence d'obstacles.
- La distribution verticale de la température (stratification thermique de l'air) induit des mouvements verticaux de masses d'air chauffées et refroidies à proximité du sol. [6]

Par ailleurs, l'air est régi par des turbulences d'origine :

- Mécanique: les turbulences sont générées par la proximité du sol qui modifie le profil de la vitesse du vent par la présence d'obstacles ou de discontinuités au sol.

- Thermique: les turbulences sont générées par la distribution de la température, due essentiellement aux différences de température qui résultent du réchauffement, le refroidissement, l'échange radiatif quotidien de la terre ainsi que de l'écoulement de l'air entre les régions chaudes et froides. On distingue ainsi plusieurs états de l'atmosphère décrivant quelle source de turbulence est dominante. Si une parcelle d'air déplacée verticalement amplifie son mouvement, alors la couche limite atmosphérique est dite instable. Si une parcelle d'air déplacée retourne à sa position d'origine, l'atmosphère est dite stable. Enfin, si la production mécanique de turbulence est très supérieure à la production par flottabilité ou si la production par flottabilité est proche de zéro, alors on dit que la CLA est neutre. Un ciel dégagé et un vent faible conduisent à une couche limite instable de jour et stable de nuit. Lorsque le vent souffle fort, la CLA devient neutre ou proche du neutre. Par vent faible, le cycle diurne se remarque sur des mesures de turbulence par l'enchaînement des différents états de stabilité de l'atmosphère. [5]

### **1.3.3. La météorologie**

C'est l'étude des phénomènes atmosphériques tels que les nuages, les dépressions et les précipitations. C'est une discipline qui traite principalement de la mécanique des fluides appliquée à l'air mais qui fait usage de différentes autres branches de la physique et de la chimie. Elle permet donc d'établir des prévisions météorologiques en s'appuyant sur des modèles mathématiques à court comme à long terme. Elle est également appliquée pour la prévision de la qualité de l'air, pour les changements climatiques et pour l'étude dans plusieurs domaines de l'activité humaine (construction, trafic aérien, etc...). [1]

## **1.4. Généralités sur le vent :**

### **1.4.1. Le vent et son origine :**

L'air qui constitue l'atmosphère est un mélange de gaz et de particules de forme solides ou liquides. Sa composition est relativement constante jusqu'à une altitude inférieure à 100km et est majoritairement composée d'azote et d'oxygène. La quasi-totalité de sa masse est située à une altitude de moins de 16 km, dans les basses couches atmosphériques. Au sein de ces couches [7], le déplacement des masses d'air, appelé vent n'est autre que le résultat de la mise à l'équilibre d'un ensemble de forces qui sont :

**A- Force gravitationnelle :** Conséquence de l'attraction mutuelle des corps, cette force intervient à cause de la grande masse de la terre. Elle est dirigée vers le centre de la terre

**B- Forces de pression :** ces forces génèrent les déplacements des masses d'air constituant le vent. Elles proviennent des différences locales de pression dues aux différences de température en fonction de la latitude, et des influences continentales et océaniques. Elles sont perpendiculaires aux surfaces isobares et dirigées des hautes vers les basses pressions.

**C- La force de Coriolis :** cette force est liée à la rotation de la Terre sur son axe. Elle est perpendiculaire à la vitesse du vent et orientée vers l'est dans l'hémisphère Nord. Elle n'est significative que pour les déplacements atmosphériques de haute altitude en raison de la faiblesse relative des autres forces en présence [8]



Figure 1. 5: Effet de la force de Coriolis sur la direction des vents.

**D-Les forces de frottement :** ces forces traduisent la friction turbulente de l'air sur le sol. Généralement appliqués aux mouvements d'air présents dans l'atmosphère, les vents sont produits par les différences de pressions atmosphériques engendrées principalement par les gradients de température. Les variations de la distribution des pressions et des températures sont dues essentiellement à une distribution inégale de l'énergie solaire sur la surface de la terre, et aux différences des propriétés thermiques des surfaces des continents et des océans.

## 1.4.2. Instruments pour mesurer le vent

### 1.4.2.1. La girouette :

La girouette est un instrument qui nous indique l'origine du vent. C'est un pointeur (une flèche, un coq etc....) qui est monté sur un axe rotatif. Le pointeur peut tourner librement autour de son axe et s'aligne donc parallèlement au vent. C'est la partie la plus mince du pointeur (la pointe de la flèche, le bec du coq etc.) qui nous indique la provenance du vent. Il peut y avoir une croix immobile indiquant les points cardinaux fixée sous le pointeur d'une girouette traditionnelle.

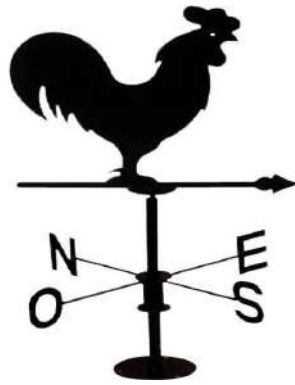


Figure 1. 6: Girouette

Puisque l'usage des girouettes s'est répandu en Europe durant le moyen-âge et qu'il en existait même 4000 ans auparavant, on ne peut pas dire qui en est l'inventeur précisément. Unités de mesure : Les points cardinaux ou les degrés d'orientation par rapport au nord géographique.

#### 1.4.2.2. Manche à air (manche à vent) :

La manche à air est un instrument qui nous indique l'origine du vent et nous donne aussi une approximation de la vitesse du vent. C'est un tube de toile souple fermé à l'une des extrémités que l'on appelle manchon et fixé à un mât. Le vent s'engouffre par l'ouverture et soulève le manchon. Il y a toujours au moins trois bandes rouges et deux bandes blanches qui s'alternent. Ces bandes nous permettent une approximation de la vitesse du vent. Chaque bande correspond à une vitesse de 5 nœuds (environ 9 km/h). Alors quand il y a cinq bandes du tube de toile complètement à l'horizontal on peut dire qu'il y a un vent d'au moins 25 nœuds (environ 45 km/h). Le tube de toile peut aussi pivoter sur son axe alors il nous permet de connaître la direction du vent. Le manchon pointe vers où le vent se dirige [5]



Figure 1. 7: Manche à air

#### 1.4.2.3. L'anémomètre :

L'anémomètre est un instrument qui nous indique la vitesse du vent. L'anémomètre est composé de coupelles en forme de demi-sphères vides orientées dans le même sens qui tournent librement autour d'un axe. Dans les anémomètres modernes, un système électronique permet alors de calculer le nombre

de tours effectués par les coupelles dans un certain temps. La vitesse du vent apparaît alors sur un petit écran. On peut très bien connaître la vitesse du vent seulement de façon mécanique aussi. L'anémomètre a été inventé par l'architecte italien Léon Battista Alberti en 1450.

**Unités de mesure :** En kilomètres par heure (km/h) ou en mètres par seconde (m/s).



**Figure 1. 8:** Anémomètre à coupelles

#### **1.4.3. Direction et vitesse du vent**

Le vent souffle en principe des zones de hautes pressions vers les zones de basses pressions. Aux latitudes moyennes et aux grandes latitudes, sa direction est cependant modifiée du fait de la rotation de la terre. Le vent devient alors parallèle aux isobares au lieu de leur être perpendiculaire. Dans l'hémisphère nord, le vent tourne dans le sens contraire des aiguilles d'une montre autour des aires cycloniques et dans le sens direct autour des zones anticycloniques.

Dans l'hémisphère sud, les sens sont inversés par rapport aux précédents.

#### **1.4.4. Caractéristiques du vent :**

La puissance du vent est sensiblement constante à chaque instant pour l'ensemble du globe, en un lieu donné et sur une période solaire. Par contre, la vitesse du vent est très variable suivant les jours et les lieux. [9].

### **1.5. Caractéristiques géographiques et météorologiques de l'Algérie**

L'Algérie est un pays d'Afrique du Nord, d'une superficie de 2,38 millions de kilomètres carrés. Il s'étend, dans une direction nord-sud, du rivage de la Méditerranée jusqu'aux parties les plus arides du désert, un peu au sud du 20<sup>e</sup> méridien ; Elle est limitée à l'ouest par le Maroc et à l'est par la Tunisie, et avec ces deux pays elle ne forme qu'un seul espace naturel, si l'on ajoute le nord de la Libye, elle forme les anciens états barbares.

L'Algérie est une république indépendante depuis 1962, et l'Algérie est divisée administrativement en 58 provinces.



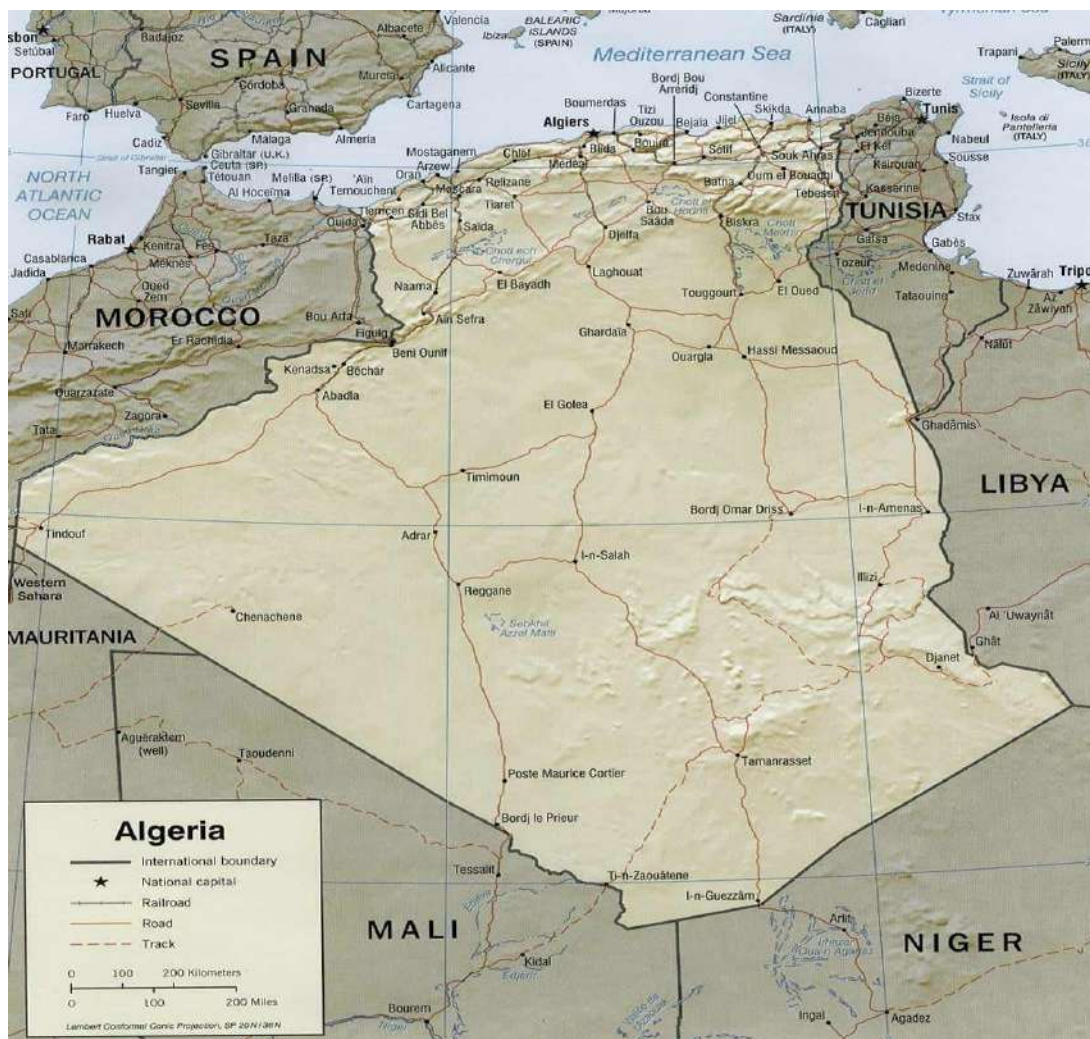


Figure 1. 9: Carte de l'Algérie [10]

### 1.5.1. Le climat de l'Algérie

Le climat détermine les principales oppositions zonales.

#### 1.5.1.1. Les régions côtières

Les régions côtières jouissent d'un climat méditerranéen, agréable en hiver ( $12\text{ }^{\circ}\text{C}$  à Alger) et supportable en été ( $25\text{ }^{\circ}\text{C}$  dans la même ville). L'humidité y est forte et les précipitations relativement abondantes : avec  $762\text{ mm}$  de moyenne – concentrés sur quelques mois d'automne et de printemps –, il pleut plus à Alger qu'à Paris. Le temps d'été est déterminé par la remontée en latitude des hautes pressions sahariennes. Mais le temps s'altère à partir de l'automne et jusqu'au printemps : la déviation, vers le sud de la Méditerranée, du flux tourbillonnaire tempéré ou la progression en altitude de coulées ou de gouttes d'air polaire provoquent sur l'Algérie des types de temps perturbés, porteurs de pluie. Parallèlement, la température se trouve refroidie. Naturellement, ces conditions évoluent selon la situation, en fonction de l'altitude et de la position.

### 1.5.1.2. Le Sahara

Sahara algérien Au sud de l'Atlas saharien, les régions sahariennes restent sous l'influence permanente de masses d'air anticycloniques. C'est le désert. Les températures y sont élevées toute l'année, et les précipitations très faibles (moins de 150 mm par an) et irrégulières. In Salah, au centre du Sahara algérien, n'enregistre que 15 mm de précipitations annuelles pour une moyenne thermique de 25,4 °C.

### 1.5.2. Ouargla

Ouargla est une ville du Nord-Est de l'Algérie et le chef-lieu de la wilaya d'Ouargla à 128 mètres d'altitude. L'agglomération compte 210 175 habitants, dont 133 024 pour la seule commune d'Ouargla. La ville figure parmi les plus riches d'Algérie et sa wilaya constitue un pôle économique en réserves de gaz et de pétrole, contenues sur le territoire de Hassi Messaoud. Avec 2 887 km<sup>2</sup>, la ville dispose d'une superficie considérable. Elle est située dans le Nord du désert du Sahara et est connue pour la beauté de son sable rouge. Ouargla possède un climat désertique chaud. Ouargla est la première ville du Sahara à posséder un tramway. [11]

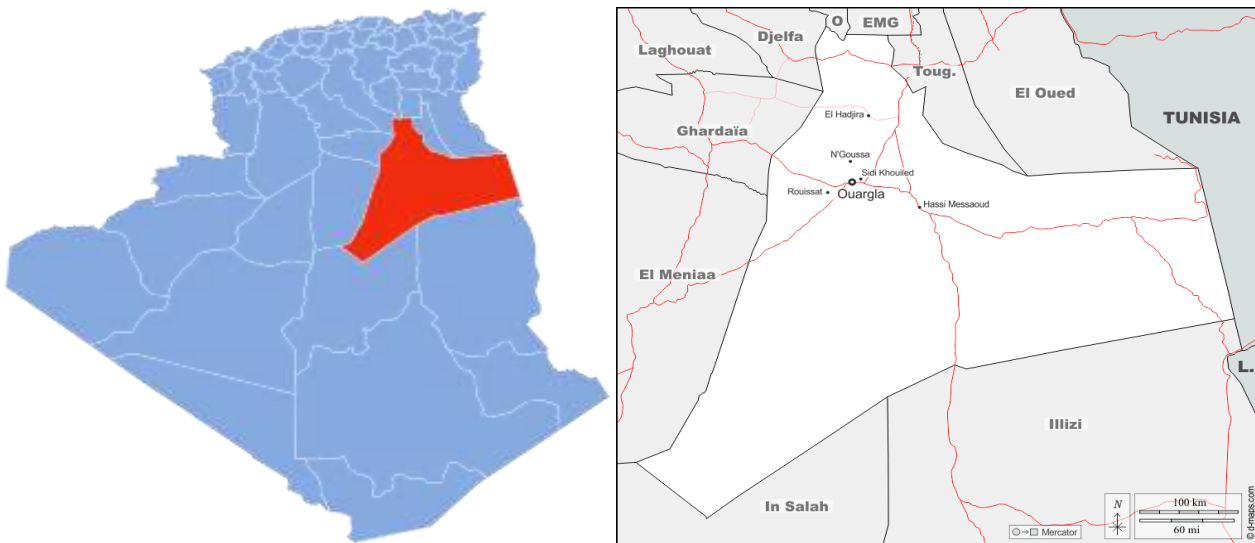


Figure 1. 10: Limites géographiques de la région Ouargla

### 1.5.3. Climat d'Ouargla

Le climat d'Ouargla est subtropical désertique, avec des hivers doux (durant lesquels il peut faire froid la nuit) et des étés très chauds et ensoleillés.

La ville est située dans le centre-nord de l'Algérie, dans le désert, à une altitude de 140 mètres.

Le printemps est la saison où les tempêtes de sable sont les plus fréquentes. En juillet 2018, la température a atteint 51,3 °C, une des valeurs les plus élevées jamais enregistrées en Afrique.

### Ouargla - Données climatiques

À Ouargla, la température moyenne du mois le plus froid (janvier) est de 11,8 °C, celle du mois le plus chaud (juillet) est de 36,0 °C.

À Ouargla, les précipitations totalisent 65 millimètres par an : elles sont donc au niveau désertique. Dans les mois les moins pluvieux (juin, juillet, août) elles s'élèvent à 0 mm, dans le mois le plus pluvieux (avril) elles s'élèvent à 15 mm.[12] .

Mois	jan.	fév.	mars	avril	mai	juin	jui.	août	sep.	oct.	nov.	déc.	année
Température minimale moyenne (°C)	4,7	6,8	10,8	15,1	19,8	24,7	27,7	27,3	23,2	17,2	10	6	16,3
Température moyenne (°C)	11,5	13,6	17,6	21,3	25,8	32,1	34,5	34,2	30	23,2	16,8	12,9	22,84
Température maximale moyenne (°C)	18,1	20,9	26	30	34,9	40,3	43,3	42,5	37,3	31,4	23,7	19,2	30,8
Record de froid (°C)	-3,7	-2	0	3	8,9	14,8	17	18	13	5	-0,2	-2,6	-3,7
Record de chaleur (°C)	28,3	37,2	40	41,3	46,2	49	51,3	53,5	47,7	42,3	38,9	31,4	53,5
Précipitations (mm)	12,4	1	5	1,8	11,6	4,1	0,5	0,3	5,5	4,4	8,8	2,8	55,9

Figure 1. 11: Relevé météorologique d'Ouargla. [12]

**Chapitre 02 : étude bibliographique sur le  
développement du vent de basses couches et  
les méthodes d'évaluation du potentiel  
éolien**

## **2.1. INTRODUCTION**

Dans cet chapitre on parle surtout sur les mouvements horizontaux des vents , et les mouvement verticaux dans la couche limite de l'atmosphère, aussi on parlera sur les études bibliographiques pour les études analytique que les avant sont déjà fiaient leurs études , et nous concentrons sur la distribution de WEIBULL, et celui-ci la base de nos études , avec l'étude de variation des vents et leurs présentation dans la rose des vents , et la définition des paramètres de vent , et enfin une vision générale , ou une technique sur les éoliennes .

## **2.2. Étude statistique**

Le potentiel éolien se calcule à partir des distributions de la vitesse moyenne .

Comme les distributions ne sont pas toujours disponibles , on a pris l' habitude de modéliser les distributions à partir des modèles suivants :

- La loi de weibull ;
- La loi hybride de weibull ;
- La loi de rayleigh ;

### **a) Distribution de Weibull :**

Le modèle le plus utilisé pour traduire la variation des vitesses de vent est la loi de distribution de Weibull Sa densité de probabilité se présente sous la forme :[13]

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

En assimilant les fréquences aux probabilités, la densité de probabilité  $f(V)$  représente la distribution en fréquences des vitesses mesurées.

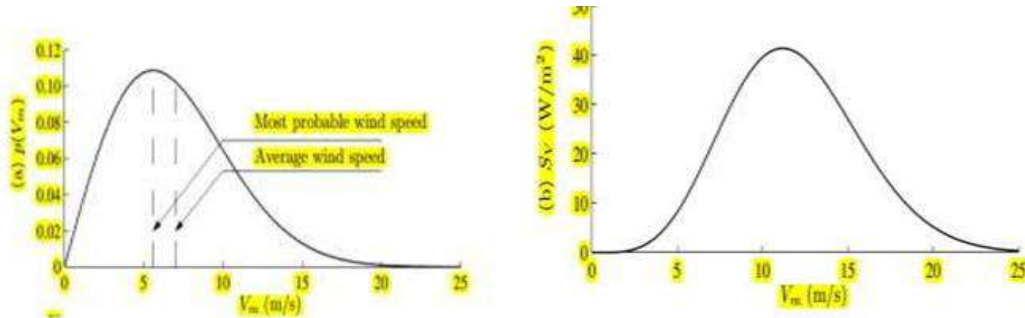
$k$  et  $C$  sont des paramètres appelés communément les paramètres de Weibull. Le paramètre  $k$  (facteur de forme) est sans dimension et caractérise la forme de la distribution de fréquence alors que  $C$  détermine la qualité du vent (facteur d'échelle). Ce dernier a la dimension d'une vitesse.

La détermination de ces paramètres permet la connaissance de la distribution des vents pour un site donné. Le traitement peut se faire directement ou en passant par les fréquences par classes en considérant les moyennes.

La densité de probabilité  $f(v)$  représente la distribution en fréquence des vitesses mesurées.

La fonction de distribution cumulée de Weibull  $F(v)$  correspondante s'écrit:[14]

$$F(V) = \int f(v)dv = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \dots\dots\dots(2.1)$$



**Figure 2. 1:** (a) courbe de distribution de weibull, (b) courbe de la densité de puissance.

(a) : Distribution de probabilité de Weibull des vitesses moyennes du vent

(b) : la densité de puissance en fonction de la vitesse moyenne du vent.

Les cas particuliers suivants sont à noter :

our  $K=3,6$  on obtient l'approximation d'une distribution gaussienne.

- Pour  $k=1$ , on obtient une loi exponentielle

Pour  $k=2$  la distribution de Weibull correspond à la distribution de Rayleigh

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

$$V_m = \int_0^{\infty} v f(v) dv \dots\dots\dots(2.2)$$

En remplaçant  $f(v)$  par son expression on obtient :

$$V_m = C \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \dots\dots\dots(2.3)$$

Où  $\Gamma$  est la fonction gamma donnée par

$$\Gamma = \int_0^{\infty} e^{-x} x^{n-1} dx \dots\dots\dots(2.4).$$

Avec

$$n = \frac{1}{k} + 1 \dots\dots\dots(2.5)$$

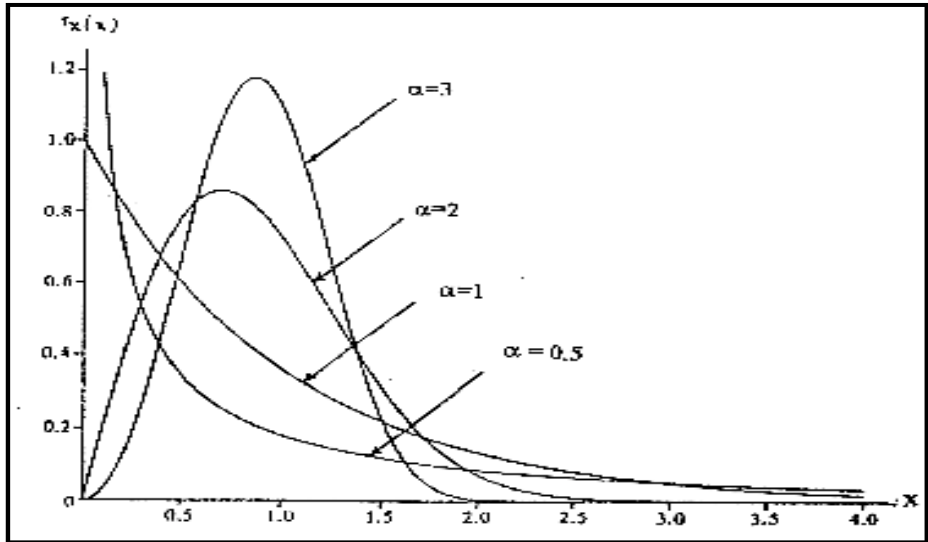
**b) Distribution de Rayleigh :**

La distribution de Rayleigh est un cas particulier de la distribution de Weibull pour le cas où le facteur de forme  $k$  est égal à 2.

Sa densité de probabilité est donnée par :

$$f(v) = 2 \frac{v}{c^2} \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^2\right) \dots \dots \dots (2.6)$$

Toutefois la distribution de Weibull classique (fonction de deux paramètres) est la plus indiquée. L'utilisation de ces deux paramètres permet l'évaluation d'un nombre important de propriétés de la distribution, d'où une meilleure caractérisation des sites.[15]



**Figure 2. 2:** influence des valeurs du paramètre k sur la forme des distributions.

**c) Distribution hybride de Weibull :**

La distribution hybride de Weibull, est utilisée lorsque la fréquence des vents calmes enregistrée, sur un site donné, est supérieure ou égale à 15%. En effet, cette proportion ne peut pas être négligée et doit être prise en compte lors de la caractérisation d'un site du point de vue potentiel éolien.

**2.1. Méthodes de détermination des paramètres de weibull :**

Plusieurs méthodes sont utilisées pour déterminer les paramètres de weibull c et k à partir des données statistiques du vent (justus et al. 1978). parmi les plus utilisées, on peut retenir : la méthode des moindres carrés et celle utilisant l'écart type de la variation des vitesses et leur vitesse moyenne [16] , la méthode de la vitesse moyenne et la variabilité de vent et méthode du maximum de vraisemblance.

**a) Méthode des moindres carrés :**

Cette méthode est souvent utilisée pour déterminer les paramètres de weibull c et k en discrétisant la fonction  $f(V)$  en fréquences  $f_1, f_2, \dots, f_n$  en fréquences cumulées  $p_1 = f_1, p_2 = p_1 + f_2, \dots, p_n = p_{n-1} + f_n$ . en prenant les logarithmes , à savoir

$x_i = \ln(V_i)$  et  $y_i = \ln[-\ln(1 - p_i)]$ , on obtient une droite  $y = ax + b$  dont on ajuste les coefficients par régression linéaire. On accède ainsi aux paramètres  $c$  et  $k$  ( Justus et al , 1978 ; garcia et ai , 1998 ; ulgen and hapbasli, 2001)

$$k = b \dots \dots \dots (2.7)$$

$$c = \exp\left(-\frac{a}{b}\right) \dots \dots \dots (2.8)$$

**b) Méthodes d'ajustement :**

Les caractéristiques du vent vont déterminer la quantité de l'énergie qui pourra être effectivement extraite du gisement éolien. Pour connaître les propriétés d'un site, des mesures de la vitesse du vent ainsi que de sa direction, sur une grande période du temps, sont nécessaires (un à dix ans). Cependant, les études antérieures dans le domaine de l'éolien ont montré que la caractéristique la plus importante est la distribution statistique de Weibull. Elle s'est révélée la plus adéquate pour l'emploi dans l'éolienne. Habituellement, le facteur de forme caractérise la symétrie de la distribution. L'estimation des deux paramètres  $k$  et  $c$  de la loi de Weibull permet de caractériser la distribution statistique des vitesses de vent sur une période donnée, et par conséquent d'estimer la production d'énergie éolienne.

Il existe plusieurs méthodes pour déterminer les coefficients  $k$  et  $c$  de la distribution de Weibull ajustée à des données brutes de la vitesse de vent prises sur une période déterminée. Ci-dessous sont citées les méthodes les plus utilisées dans ce but.

**c) Méthode de la vitesse moyenne et de l'écart type :**

La méthode de la vitesse moyenne et de l'écart type appelée aussi **la méthode des moments** a été proposée par Justus et all [17]

Si la vitesse moyenne  $\bar{v}$  et l'écart type  $\sigma$  sont connus, le facteur de forme  $k$  et le facteur d'échelle  $c$  sont déterminés par les équations [16]

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{v}}\right)^{-1.086} \dots \dots \dots (2.9)$$

La facture d'échelle est alors déterminé :

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right)} \dots \dots \dots (2.10)$$

où :

$\Gamma$  : la fonction Gamma donnée par l'équation (2.10)



$\bar{v}$ : la vitesse moyenne du vent exprimée par la relation (2.9)

$\sigma$  : l'écart type de la distribution de la vitesse du vent estimé par la relation

$$\sigma = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (V_i - \bar{V}) f(V_i) \dots \dots \dots (2.11)$$

**d) Méthode du Facteur d'énergie (Énergie pattern factor méthode) :**

C'est une méthode récente suggérée par Akdag Ali(2009). Elle est liée aux valeurs moyennes des données de la vitesse de vent. C'est une méthode de formulation simple, facile à exécuter et nécessite moins de calcul. La méthode est définie par les équations suivantes [16]

$$E_{PF} = \frac{\bar{V}^3}{\bar{V}^3} = \frac{\Gamma(1+\frac{3}{k})}{\Gamma^3(1+\frac{1}{k})} \dots \dots \dots (2.11)$$

$$k = 1 + \frac{3.69}{E^3_{PF}} \dots \dots \dots (2.12)$$

$$C = \frac{\bar{V}}{\Gamma(1+\frac{1}{k})} \dots \dots \dots (2.13)$$

Le facteur d'énergie du vent ( $E_{PF}$ ) s'exprime comme le rapport entre la valeur moyenne de la vitesse au cube du vent et la vitesse moyenne du vent élevée à la puissance trois, selon la relation suivante [20]

$$E_{PF} = \frac{\bar{V}^3}{\bar{V}^3} = \frac{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N V_i^3}{(\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N V_i)^3} \dots \dots \dots (2.14)$$

**e) Méthode graphique :**

La méthode graphique appelée aussi méthode des moindres carrée est la méthode la plus simple. Elle est basée sur la fonction cumulative de Weibull, en la transformant sous la forme suivante [18]

$$\ln[-\ln(1 - F(V))] = K \ln(c) - K \ln(c) \dots \dots \dots (2.14)$$

La vitesse étant connue, on peut connaître  $k$  et  $c$  par régression linéaire. En utilisant la méthode des moindres carrés qui consiste à ajuster les points expérimentaux à travers la relation:

$$Y = ax + b. (2.15)$$

Où

$$Y = \ln(-\ln(1 - F(V))) \dots \dots (2.16)$$

$$x = \ln(v) \dots \dots \dots (2.17)$$

Par identification on trouve que :

$$K = a \dots \dots \dots (2.18)$$

$$c = \exp(-b/a) \dots \dots \dots (2.19)$$

Cette méthode présente deux inconvénients:

- Elle n'est pas applicable si on tient compte de la vitesse nulle ( $v = 0$  est indéterminée).
- La valeur de  $y$  correspondant à la valeur maximale de la vitesse du vent est indéterminée car

$$\ln(1 - F(V_{max})) = \ln(0) \dots \dots (2.20)$$

Pour éliminer ces indéterminations, on ne tient compte que du nombre de lecture des vitesses du vent non nulles et en négligeant la probabilité d'avoir  $v = v_{max}$

**d) Méthode du maximum de vraisemblance (MLM) :**

La méthode du maximum de vraisemblance est une méthode itérative utilisée pour déterminer le paramètre de forme  $k$ . Sa valeur est définie à l'aide de la formule suivante :

[19]

$$k = \left( \frac{\sum_{i=1}^N v_i^k \ln(v_i)}{\sum_{i=1}^N v_i^k} - \frac{\sum_{i=1}^N \ln(v_i)}{N} \right)^{-1} \dots \dots \dots (2.21)$$

avec:

$v_i$  : La vitesse observée non nulle du vent ;

$N$  : Nombre des données des vitesses non nulles du vent.

$k$  : Paramètre de forme à déterminer par calcul itératif en prenant une valeur initiale de  $k = 2$

Ensuite, on détermine la valeur du paramètre d'échelle  $c$  à l'aide de la formule suivante

$$c = \left( \frac{\sum_{i=1}^N v_i^k}{N} \right)^{\frac{1}{k}} \dots \dots \dots (2.22)$$

**h) Méthode du maximum de vraisemblance modifiée (MMLE)**

Lorsque les données de vitesses de vent sont disponibles sous forme fréquentielle, une variante de la méthode MLM peut être utilisée. Cette méthode est nommée : méthode de maximum de vraisemblance modifiée (MMLE). Le principe de cette méthode est le même et il est basé sur les relations suivantes [19]

$$K = \left( \frac{\sum_{i=1}^N v_i^k \ln(v_i) f(v_i)}{\sum_{i=1}^N (v_i^k f(v_i))} - \frac{\sum_{i=1}^N \ln(v_i) f(v_i)}{f(v \geq 0)} \right)^{-1} \dots\dots (2.23)$$

$$C = \left( \frac{1}{f(v \geq 0)} \sum_{i=1}^N (v_i^k f(v_i)) \right)^{\frac{1}{k}} \dots\dots (2.24)$$

$k$  est le paramètre de forme à déterminer par calcul itératif en prenant une valeur initiale de

$$k = 2$$

$v_i$  est la vitesse observée du vent ;

$(v \geq 0) = 1$ , est la probabilité que la vitesse de vent soit égale ou supérieure à zéro ;

$(v_i)$ , est la probabilité d'avoir la vitesse de vent  $v_i$ .

**2.1.2. Extrapolation verticale de la vitesse du vent :**

Pour l'extrapolation verticale de la vitesse du vent, on distingue généralement deux cas :

L'extrapolation verticale de la vitesse du vent à court terme, qui passe par l'extrapolation de la mesure de la vitesse du vent quasi instantanée, moyennée sur une minute ou une heure

L'extrapolation verticale de la vitesse du vent à long terme est liée aux résultats de l'étude statistique en l'occurrence par l'extrapolation des paramètres de Weibull. Toutefois, ces expressions sont établies à partir de l'analyse du profil vertical du vent. Les premiers travaux portant sur la détermination des formules d'extrapolation de la vitesse du vent d'un niveau  $Z_1$  à  $Z_2$  ont été effectués par Justus C.G. et A.S. Mikhail qui étudièrent la variation de la vitesse du vent ainsi que les paramètres de Weibull en 1976 [20] Nous allons citer dans ce qui suit les différents modèles proposés en la littérature.

**a) Loi Log-linéaire :**

La variation du module de la vitesse du vent avec la hauteur se produit essentiellement dans la couche de surface, dans laquelle on considère les flux comme conservatifs, où

elle suit une loi logarithmique. L'expression suivante est issue de la théorie de similitude de Monin- Obukhov [19] où la vitesse du vent horizontal  $V_h$  est exprimée en fonction de la longueur de rugosité du terrain  $Z_0$  et de l'altitude  $Z_h$

$$V = \left(\frac{u^*}{k}\right) \left( \ln \left(\frac{Z_h}{Z_0}\right) + \psi_m \left(\frac{Z_h}{L}\right) \right) \dots \dots (2.24)$$

Avec :

$U^*$  : la vitesse de friction en m/s

$K$  : la constante de Von-Karman supposée égale à 0.4

$L$  : étant la longueur de Monin-Obukhov en m qui est négative pour des conditions instables.

**b) Loi de puissance :**

La dépendance du paramètre de Monin-Obukov de la rugosité du sol a été étudiée par Justus C.G. et all sous la forme suivante [19]

$$V_2 = V_1 \left(\frac{Z_2}{Z_1}\right)^n \dots \dots \dots (2.25)$$

D'après C.G. Justus et A.S. Mikhail Reed propose la relation suivante pour

L'extrapolation de la vitesse du vent d'un niveau 1 à un niveau 2 :

$$V_2 = \alpha V_1^\beta \dots \dots \dots (2.26)$$

$$\alpha = \left(\frac{Z_1}{Z_2}\right)^{0.27960+0.3265 \ln z_1} \dots \dots \dots (2.27)$$

$$\beta = 0.90169 + 0.10528 \ln z_1 - 0.05502 \ln z_2 - 0.006424 \frac{\ln z_1}{\ln z_2} \dots (2.28)$$

Malheureusement le formule de Reed montre quelques insuffisances, tel que:

Pour  $Z_1$  donnée,  $n$  ne doit pas varier avec  $Z_2$

$V$ ,  $\alpha$ ,  $\beta$  et  $n$  doivent être symétriques et ne doivent pas varier avec  $Z_2$

Pour éliminer ces anomalies, Justus C.G. et all, 1976 ont proposé une expression pour

l'exposant de la loi de puissance permettant l'extrapolation de la vitesse instantanée du vent et donnée par [21]

$$n = a + b \ln V_1 \dots \dots (2.29)$$

Pour une rugosité du sol comprise dans la gamme  $0,05m \leq Z \leq 0,5m$  ils obtiennent alors:

$$a = \frac{0.37}{(1 - 0.0881 \ln(\frac{z}{10}))} \dots \dots (2.30)$$

**c) Loi logarithmique :**

La loi logarithmique dépend que de la longueur de rugosité  $Z_0$  et est valable pour un profil

près du sol, à une hauteur inférieure à 50m, pour des terrains relativement plats Elle s'écrit comme suit [21]

$$V_2 = V_1 \frac{\ln(\frac{z_2}{z_0})}{\ln(\frac{z_1}{z_0})} \dots \dots (2.31)$$

Avec:

$Z_1$ : hauteur du mât de mesure

$Z_2$ : hauteur de l'éolienne

$V_1$ : vitesse mesuré au niveau du mât de mesure

$V_2$ : vitesse qu'on veut déterminer

**d) Loi de puissance 1/7 :**

La loi de puissance qui permet l'extrapolation verticale de la vitesse du vent d'un niveau  $Z_1$  à un niveau  $Z_2$  se met sous la forme:

$$V(z_2) = V(z_1) \left(\frac{z_2}{z_1}\right)^\alpha \dots \dots (2.32)$$

Avec :

$$\alpha = \frac{\psi_m(\frac{z_g}{L})}{\ln(\frac{z_g}{z_0}) - \Psi(\frac{z_g}{L})} \dots \dots (2.33)$$

$z_g$  Étant la moyenne géométrique de la hauteur donnée par :

$$z_g = (z_1 * z_2)^{1/2} \dots \dots \dots (2.34)$$

Afin d'éliminer l'effet de l'instabilité atmosphérique liée à la variation de la radiation solaire entre la nuit et le jour, dans l'exposant de la loi de puissance, l'auteur, fait tendre la longueur de Monin-Obukov vers l'infini en supposant l'atmosphère neutre. Dans ce cas, l'exposant prend une forme logarithmique et s'écrit alors :

$$\alpha_e = \frac{1}{\ln\left(\frac{z_g}{z_0}\right)} \dots \dots \dots (2.35)$$

Justus montre graphiquement que pour des régimes de vent très élevés et pour des altitudes élevées, la loi de puissance 1/7 est la limite du modèle de similitude d'où l'expression. [22]

$$V_2 = V_1 \left(\frac{z_1}{z_2}\right)^{1/7} \dots \dots \dots (2.36)$$

**h) Loi de puissance modifiée :**

Ce modèle a pour but d'allier théorie et expérimentation par l'introduction du paramètre de rugosité dans la loi de puissance. En effet, afin de combiner la précision du modèle théorique et la simplicité du modèle empirique précédent, le modèle de la puissance modifiée fut proposé par Mikhail et Justus C.G. el all en 1981 . [21] Pour une altitude égale à 10m, et pour des conditions neutres de stabilité, l'exposant de la loi de puissance se met sous la forme :

$$n_m = \frac{1}{\ln\left(\frac{z_g}{z_0}\right)} - \left(\frac{0.0881}{1 - 0.0881 \ln\left(\frac{z_1}{10}\right)}\right) \ln\left(\frac{V_1}{V_n}\right) \dots \dots \dots (2.37)$$

avec :

$V_n$  6m/s pour des conditions neutres de stabilité

$z_g$  la moyenne géométrique des deux hauteurs.

En 1985, Mikhail ajuste expérimentalement le modèle précédent et propose l'expression suivante :

$$n = \frac{1}{\ln\left(\frac{z_g}{z_0}\right)} + \frac{0.0881 - 0.0881 \ln V_1}{1 - 0.0881 \ln\left(\frac{z_1}{10}\right)} \dots \dots (2.38)$$

**e) Modèle de similitude de Monin-Obukov :**

La majorité des travaux sur la détermination du profil vertical du vent dans la couche limite de surface est basée sur la théorie de similitude de Monin-Obukov de 1954 et les [19] travaux de Businger 1955. [23] Etablie pour des terrains plats et homogènes, elle relie le flux de chaleur turbulent  $H$  au produit des grandeurs  $u^*$  et  $\theta^*$  appelées respectivement vitesse de frottement et échelle de température. La théorie de similitude spécifie que les équations respectives du gradient de la vitesse du vent et de la température dans la couche limite atmosphérique sont reliées au flux par l'intermédiaire des fonctions universelles  $\Phi_M$  et  $\Phi_H$

Ces équations se mettent sous la forme suivante:

$$\frac{\partial V}{\partial Z} = \frac{u^*}{Kz} \phi_M \left( \frac{z}{L} \right) \dots \dots (2.39)$$

$$\frac{\partial \theta}{\partial Z} = - \frac{H}{\rho C_p K V_z^*} \phi_M \left( \frac{z}{L} \right) \dots \dots (2.40)$$

avec:

$H$  : le flux de chaleur sensible (W/m<sup>2</sup>)

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

$\kappa$  : constante de Von-Karman = 0.41

$u^*$  : vitesse de frottement (m/s)

$CP$ : Chaleur spécifique à pression constante (kJ/kg)

$L$  : Longueur de Monin-Obukov (m)

$z$  : Altitude (m).

Ces fonctions universelles dépendent de paramètres adimensionnels, fonction de la stabilité verticale de l'atmosphère, à savoir  $z/L$  et  $Ri$  (nombre de Richardson représentant le rapport entre le flux de chaleur et le moment turbulent élevé au carré).

La longueur de Monin-Obukov est donnée par :

$$L = \frac{\rho C_p u^{*3} T}{K_g H} = \frac{u^*}{K_g \theta^*} \dots (2.41)$$

**f) Loi de puissance Justus C.G. et Mikhail 1976 :**

L'équation (2.31) a été reprise par Justus et al. proposant une expression permettant

L'estimation du coefficient de friction  $\alpha$  afin de tracer le profil vertical permettant ainsi

L'extrapolation instantanée des vitesses du vent. Elle s'écrit sous la forme suivante : [19]

$$\alpha = a + b \ln V_1 \dots \dots (2.42)$$

Où a et b sont des constantes dont les valeurs dépendent de la hauteur de l'anémomètre, donnés par :

$$a = \frac{0.37}{1 - 0.088 \ln \left( \frac{Z_1}{10} \right)} \dots \dots (2.43)$$

Et :

$$b = \frac{-0.088}{1 - 0.088 \ln \left( \frac{Z_1}{10} \right)} \dots (2.44)$$

D'où :

$$\alpha = \frac{0.37 - 0.088 \ln(V_1)}{1 - 0.088 \ln \left( \frac{Z_1}{10} \right)} \dots \dots (2.45)$$

### **2.1.3. Extrapolation verticale des paramètres de Weibull :**

#### **a) Modèle d'extrapolation de Justus et Mikhail :**

En 1976, Justus et Mikhail ont proposé, pour une référence d'altitude initiale égale, à 10m, les formules d'extrapolation suivantes [19]

$$\frac{K_2}{K_1} = \left( \frac{1 - 0.0881 \ln \left( \frac{Z_1}{10} \right)}{1 - 0.088 \ln \left( \frac{Z_2}{10} \right)} \right) \dots \dots (2.46)$$

Et :

$$\frac{C_1}{C_2} = \left( \frac{Z_2}{Z_1} \right)^m \dots \dots (2.47)$$

Avec :

$$m = \left( \frac{0.37 - 0.0881 \ln(C_1)}{1 - 0.0881 \ln \left( \frac{Z_1}{10} \right)} \right) \dots \dots (2.48)$$

#### **b) Modèle d'extrapolation de Justus modifié par Poje :**

Repris par Poje, Justus a modifié en 1978, l'expression d'extrapolation des paramètres



de Weibull en introduisant la rugosité du sol, tel que :[23]

$$\frac{K_2}{K_1} = \left( \frac{1}{1 - 0.0881 \ln \left( \frac{Z_2}{Z_1} \right)} \right) \dots (2.49)$$

Et :

$$\left( \frac{C_2}{C_1} \right) = \left( \frac{Z_2}{Z_1} \right)^{m_1} \dots \dots (2.50)$$

Avec :

$$m_1 = \frac{1}{\ln \left( \frac{Z_g}{Z_0} \right)} - 0.0881 \ln \left( \frac{C_1}{6} \right) \dots \dots (2.51)$$

### **2.3. Définition des paramètres vent :**

#### **2.3.1. Vitesse moyenne, vitesse cubique moyenne et variance :**

Partant des mesures vent (vitesse et direction), la vitesse moyenne pondérée s'écrit :

$$\bar{V} = \int_0^{\infty} f(V) dV \dots \dots \dots (2.54)$$

Alors que la vitesse cubique moyenne se détermine par :

$$\bar{V}^3 = \int_0^{\infty} V^3 f(V) dV \dots \dots \dots (2.55)$$

L'écart type des variations des vitesses  $\sigma(V)$  caractérise la turbulence globale du vent horizontal sur toute la gamme de fréquences (tout le spectre). Il est donné par :

$$\sigma(V) = \sqrt{V \text{ ar}(V)} \dots \dots \dots (2.56)$$

La variance est donnée par :

$$\sigma^2 = \text{Var}(V) = \int_0^{\infty} (V - \bar{V})^2 f(V) dV \text{ OU } \text{Var}(V) = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (V - \bar{V})^2 \dots \dots \dots (2.57)$$

Les expressions relatives aux différents modèles sont portées dans le tableau 2.1 ' étant la fonction gamma donnée par :[24]

$$\Gamma(X) = \int_0^{\infty} \exp(-t) t^{x-1} dt \dots \dots \dots (2.58)$$

**Tableau 2. 1:** expressions des vitesses moyennes et cubiques ainsi que les variances selon le modèle utilisé. [24]

Distributions	$\bar{V}$	$\bar{V}^3$	$\sigma$	$\sigma^2$
Arithmétique	$\sum_{i=1}^n f_i V_i$	$\sum_{i=1}^n f_i V_i^3$	$\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n f_i (V_i - \bar{V})$	$\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n f_i (V_i - \bar{V})^2$
Weibull	$c\Gamma(1 + \frac{1}{k})$	$c^3\Gamma(1 + \frac{3}{k})$	$\sqrt{c^2[\Gamma(1 + \frac{2}{k}) - \Gamma^2(1 + \frac{1}{k})]}$	$c^2[\Gamma(1 + \frac{2}{k}) - \Gamma^2(1 + \frac{1}{k})]$
Hybride weibull	$(1 - ff_0)c\Gamma(1 + \frac{1}{k})$	$(1 - ff_0)c^3\Gamma(1 + \frac{3}{k})$	$\sqrt{(1 - ff_0)c^2[\Gamma - \Gamma^2(1 + \frac{1}{k})]}$	$(1 - ff_0)c^2[\Gamma - \Gamma^2(1 + \frac{1}{k})]$
Rayleigh	0.886 C	1.32C <sup>3</sup>	0.4632 C	0.2146 C <sup>2</sup>

### 2.3.2. Facteur de puissance et indice de variation :

Par ailleurs, d'autres paramètres utiles à la caractérisation d'un site, du point de vue éolien, doivent être calculés, à savoir : [13]

- Le facteur de puissance de vent, donné par (selon la distribution de weibull) :

$$R_P = \frac{\langle V^3 \rangle}{\langle V \rangle^3} = \frac{\Gamma(1 + \frac{3}{k})}{\Gamma^3(1 + \frac{1}{k})} \dots \dots \dots (2.59)$$

- L'indice de variation donné par (selon la distribution de weibull) :

$$I_V = \frac{\sigma}{\langle V \rangle} = \left( \frac{\Gamma(1 + \frac{2}{k})}{\Gamma^2(1 + \frac{1}{k})} - 1 \right)^{\frac{1}{2}} \dots \dots \dots (2.60)$$

### 2.3.3. Vitesse la plus probable et vitesse de plus grande énergie :

La vitesse la plus fréquente dans la distribution des fréquences d'occurrence des vitesses du vent. La vitesse de plus grande énergie correspond à la vitesse du vent qui contient le maximum d'énergie possible.

Elles sont calculées à partir de la fonction de densité de probabilité des vitesses ainsi que des valeurs de la vitesse moyenne et de la vitesse moyenne et de la vitesse cubique moyenne (jamil et al ,1995). Elles sont exprimées par : [25]

$$V_{pp} = C \left(1 + \frac{1}{k}\right)^{1/k} \dots \dots \dots (2.61)$$

$$V_{\max E} = C \left(1 + \frac{2}{k}\right)^{1/k} \dots \dots \dots (2.62)$$

**2.3.4. Indice de turbulence du vent :**

L'indice de turbulence caractérise le degré de turbulence (intensité du turbulence) du vent pendant une durée déterminée. Il influe sur la durée de vie de l'éolienne à travers les fluctuations qu'il induit sur les pales et rotor de l'aérogénérateur. L'indice de turbulence est calculé sur une durée de 10 minutes, afin de se trouver dans le 'gap' spectral du spectre du vent. L'indice de turbulence est le rapport entre l'écart type de la fluctuation de la vitesse  $\sigma(V)$

Et le module moyen de cette vitesse  $V$  : [25]

$$\tau = \frac{\sigma(V)}{\bar{V}} \dots \dots \dots (2.63)$$

**2.3.5. Journée type (ou journée composite) :**

La journée composite de la vitesse du vent (ou de la direction) d'un mois ou d'une année est déterminée en calculant la moyenne pondérée des vitesses du vent du mois (ou affectées des variations angulaires de leurs directions). [25]

**2.3.6. Taux de dissipation de l'énergie cinétique turbulente :**

Le taux de dissipation de l'énergie cinétique turbulente  $\varepsilon$  caractérise aussi la turbulence, mais dans la partir haute fréquence du spectre des vitesse du vent. Ce paramètre correspond à la dissipation de l'énergie de l'ensemble des trois composantes de la vitesse du vent contrairement à l'écart type utilisé précédemment, qui ne caractérise que celui d'horizontale.

Il inclut donc les fluctuations de la vitesse verticale qui sont liées à la convection et au frottement. En effet, en absence d'advection et vitesse verticale de méso-échelle, l'expression du taux de dissipation de l'énergie cinétique turbulente  $\varepsilon$  est donnée par : [25]

$$\varepsilon = \frac{g}{\theta_v} \overline{W'\theta'_v} - \overline{W'U'} \frac{\partial \bar{U}}{\partial Z} \dots \dots \dots (2.64)$$

## 2.4. Influence des paramètres de weibull sur la qualité du potentiel éolien :

Les paramètres de weibull C et K permettent d'accéder directement aux caractéristiques du potentiel éolien puisque la puissance théorique moyenne développée par une éolienne est directement proportionnelle au cube de la vitesse moyenne développée par une éolienne est directement proportionnelle au cube de la vitesse moyenne. La figure 2.1 montre un exemple du calcul de la puissance pour un couple de paramètres C et K . Pour une rentabilité optimale des éoliennes, les valeurs de c devraient être comprises entre 6 et 15  $ms^{-1}$  (ISES ,2007), ceci résultant des courbes de puissance optimales des éoliennes.

Les valeurs optimales de k pour obtenir une forte puissance sont les valeurs proches de 1,5, d'après pavai et O'Brien (1986), de façon à ce que la distribution en puissance ait un étalement suffisant (rappelons que le coefficient de forme de la distribution en puissance vaut  $K/3$ ). A c constant, avec  $k > 1,5$ , les distributions étalées offriront un meilleur potentiel que les distributions pointues. [25]

- L'utilisation de l'énergie éolienne améliore l'indépendance énergétique des nations.  
Elle présente de plus l'avantage d'être recueillie sous forme mécanique, donc utilisable directement. Les inconvénients de l'énergie éolienne sont dus au vent proprement dit :
- Faible masse volumique, ce qui conduit à des machines de dimensions imposantes,
- Caractère variable. Il faut donc adapter les appareils à ces conditions aléatoires.

L'énergie cinétique du vent est :

$$E_{cin} = \frac{1}{2} mV^2 \dots \dots \dots (2.64)$$

Avec :  $m = \rho Ax$ , masse d'un disque d'air section A et d'épaisseur  $\rho$ , masse volumique de l'aire , variable avec la pression et la température.

$$E_{cin} = \frac{1}{2} \rho AxV^2 \dots \dots \dots (2.65)$$

La puissance contenue dans le vent est la dérivée, par rapport au temps, de l'énergie cinétique :

$$P_{vent} = \frac{dE_{cin}}{dt} = \frac{1}{2} \rho A V^2 \frac{dx}{dt} = \frac{1}{2} \rho A V^3 = \frac{1}{2} q_m V^2 \dots\dots\dots(2.66)$$

Pour un vent de 12 m/s, par exemple, la puissance est de 1000 w/m<sup>2</sup>. [24]

**2.5. Évaluation du potentiel énergétique (modélisation de la puissance du vent) :**

A. puissance théorique moyenne, disponible sur un site donné par unité de temps, et par unité de surface  $A = 1 \text{ m}^2$ , est une relation qui écrit avant (2.66), mais nous sommes dans une relation ce sujet écrive la vitesse V comme général, mais maintenant réécrivez l'équation par la vitesse moyenne extrait de la distribution WEIBULL, alors que la relation : [24]

$$P = \frac{1}{2} \rho \bar{V}^3 \dots\dots\dots(2.67)$$

$\bar{V}^3$  est la vitesse cubique moyenne du vent, dérivé de la distribution de webull.

**2.6. Puissance théorique maximale récupérable (théorème de Batez) :**

- formule de Baetz :

Quel que le type d'éolienne, pas toute l'énergie cinétique du vent exploitée par éoliennes, et est convertie en énergie mécanique, mais une partie du flux du vent arrivant sur les hélices du rotor passera à travers les pales et partie déviée sur les côtés ,

- Betz, une exploration allemande, cette loi porte son nom, en appliquant la théorie de Froude (et les hypothèses associées), on obtient :
- Pour la puissance absorbée par rotor :

$$P = \rho A_1 V_1^2 (V_0 - V_2) \dots\dots\dots(2.68)$$

Avec  $\rho(\text{kg}/\text{m}^3)$  masse volumique de l'air [45]

- Pour la variation de l'énergie cinétique par seconde :

$$\Delta E_C = \frac{1}{2} \rho A_1 V_1 (V_0^2 - V_2^2) \dots\dots\dots(2.69)$$

Et parce l'étude dans la plupart des cas étudier dans l'unité de surface  $A = 1 \text{ m}^2$ , donc :

$$\Delta E_C = \frac{1}{2} \rho V_1 (V_0^2 - V_2^2) \dots \dots \dots (2.70)$$

Comme  $P = \Delta E_C$  donne :

$$V_1 = \frac{V_0 + V_2}{2}, \text{ alors :}$$

$$P = \frac{1}{2} \rho \left( \frac{V_0 + V_2}{2} \right) (V_0^2 - V_2^2) \dots \dots \dots (2.71)$$

Lorsque l'on étudie le changement de la puissance, selon la vitesse aval,  $\frac{\partial P}{\partial V_2}$ , fournit une seule racine physiquement acceptable :  $V_1 = \frac{V_0}{3}$ , corresponde à la puissance maximale, et par ce changement  $V_2$  dans la relation (2.71), en nous donnant une équation de la puissance maximale dérivée, à savoir :

$$P_{max} = \frac{1}{2} \rho \left( \frac{2V_0}{3} \right) \left( \frac{8}{9} V_0^2 \right) \dots \dots \dots (2.72)$$

Comme  $V_0$  est la vitesse en amont ( $V_0^3 = \bar{V}^3$ ), et à travers déterminer le coefficient de puissance  $C_P = P / \frac{1}{2} \rho A_1 V_0^3$ , nous sommes arrivés à limite de Betz  $C_P = \frac{16}{27} \approx 0.593$

Ou en d'autres termes ( $V_0^3 = \bar{V}^3$ ) et en référant à l'équation (2.64)

$$\text{L'équation devient : } P = \frac{1}{2} \rho V_0^3$$

$$\text{De l'équation (2.69) qui est : } P_{max} = \frac{1}{2} \rho \left( \frac{2V_0}{3} \right) \left( \frac{8}{9} V_0^2 \right)$$

$$\Rightarrow P_{max} = \frac{1}{2} \rho \left( \left( \frac{2}{3} \right) \times \left( \frac{8}{9} \right) \right) (V_0^3)$$

$$\Rightarrow P_{max} = \frac{1}{2} \rho \left( \frac{16}{27} \right) (V_0^3)$$

$$= \frac{1}{2} \rho V_0^3 \left( \frac{16}{27} \right)$$

$$= P \left( \frac{16}{27} \right) = P C_{P_{max}} \dots \dots \dots (2.73)$$

Alors  $C_{P_{max}} = \frac{P_{max}}{P} = \left( \frac{16}{27} \right) \approx 0.593$ , c'est une limite de Betz

C. puissance récupérable parmi ses paramètres techniques trois données de vitesse essentielles pour son exploitation. Il s'agit de :

- **La vitesse de démarrage  $V_D$**  : c'est la vitesse à partir de laquelle l'éolienne

commence à produire de l'énergie. En deçà de ce seuil l'éolienne ne produit aucune énergie.

- **La vitesse nominale  $V_N$**  : c'est la vitesse à partir de laquelle, l'éolienne atteint son seuil maximal de production d'énergie. Ce seuil reste constant jusqu'à la vitesse de coupure.
- **La vitesse de coupure  $V_C$**  : c'est la vitesse à partir de laquelle l'éolienne arrête de produire de l'énergie pour cause d'arrêt automatique des pales par sécurité. Les vitesses au-delà de  $V_C$  n'ont aucun effet dans le calcul de l'énergie. [46]
- La courbe montre que la puissance énergétique récupérable par une éolienne varie très rapidement avec la vitesse du vent. En effet, une éolienne ne délivre sa puissance nominale que dans un intervalle de vitesses du vent restreint.
- Pour les vitesses du vent autour de  $V_d$  (*mais*  $> V_d$ ), les pales démarrent leur rotation : on dit que c'est la fourchette d'accrochage.
- Au voisinage de  $V_N$ , la puissance délivrée augmente très rapidement. C'est la fourchette de croissance exponentielle de la puissance.
- Entre  $V_N$  et  $V_C$ , la rotation des pales est freinée par inclinaison des pales au niveau du moyeu. Cela permet d'éviter à la machine les trop fortes contraintes mécaniques dues aux très grandes vitesses. Dans cette fourchette de vitesse, l'énergie délivrée est constante.
- Au-delà de  $V_C$ , l'éolienne est arrêtée, c'est la vitesse de coupure.

Ainsi, la puissance idéale  $P_{Récupérable}$  (en W) par une éolienne est donnée par :

$$P_{Récupérable} = \frac{1}{2} \rho A \int_0^{\infty} V^3 f(V) dV = \frac{1}{2} \rho A \int_{V_D}^{V_N} V^3 f(V) dV + \frac{1}{2} \rho A \int_{V_N}^{V_C} V^3 f(V) dV \quad (2.74)$$

Où A est la surface balayée le rotor ( $A = \pi D^2 / 4$ , avec D le diamètre du rotor).

Comme la densité de la puissance nominale est égale à :

$$P_n = \frac{1}{2} \rho A V_n^3 \dots\dots\dots(2.75)$$

Cette puissance récupérable peut être écrite sous la forme (Tsang-jung Chang et al, 2003).[25]

**2.19. Puissance utile :**

L'éolienne comme, tous les systèmes réels, ne transforme pas intégralement l'énergie cinétique du vent en électricité. Elle possède un rendement (ou coefficient de puissance) en raison des irréversibilités qu'entrent dans les transformations. Le coefficient de puissance

indique l'efficacité avec laquelle l'éolienne convertit l'énergie du vent en électricité. La valeur du coefficient de puissance ( $\eta$ ) de l'éolienne est obtenue en faisant le rapport entre la puissance nominale donnée par constructeur et la puissance électrique théorique calculée pour une vitesse de vent constante et égale à sa vitesse nominale. Cette valeur du coefficient de puissance est toujours inférieure ou égale à la limite de Betz (0.59). Un coefficient de performance correct se situe entre 0.3 et 0. [24]

$$\eta = \frac{P_n}{P_{the}} \dots\dots\dots(2.77)$$

La puissance utile d'une éolienne est égale au produit du coefficient de puissance de l'éolienne ( $\eta$ ) par la puissance récupérable (Récupérable P) par la même éolienne en fonctionnement entre sa vitesse de départ et sa vitesse de coupure.[25]

$$P_{Utile} = \eta P_{Récupérable} \dots\dots\dots(2.78)$$



## **2.6. CONCLUSION**

L'étude bibliographique faite dans ce chapitre nous a donné un aperçu détaillé sur les étapes, qui doivent être menées dans cette recherche afin d'atteindre la cible.

Ainsi en savant et en détail, les modèles qui ont atteint par les statisticiens dans l'analyse des vitesses des vents aléatoires, les modèles pour extraire des paramètres de weibull, cela nous aidera à calculer la vitesse moyenne, et la puissance moyenne utilisable.

Dans ce chapitre, nous avons parlé brièvement de la technologie des éoliennes, types, et composants, et le principe de fonctionnement et le site notre recherche.

# **Chapitre 03 : Technologies sur éolienne**

### 3.1. Introduction

L'énergie éolienne est l'utilisation du flux d'air à travers les éoliennes pour faire fonctionner mécaniquement les générateurs afin de produire de l'électricité. Comme les champs solaires, les champs éoliens connectent plusieurs turbines directement au réseau électrique, remplaçant les centrales électriques conventionnelles. L'énergie éolienne change considérablement au cours de l'année et est souvent complétée par d'autres sources d'électricité pour assurer une production d'électricité continue.

### 3.2. Historique

Le nom "éolienne" vient du nom du dieu du vent grec, Eole [26]. L'utilisation de la force du vent pour suppléer l'énergie humaine ou animale n'est pas nouvelle : on a retrouvé la trace de systèmes fixes de conversion du vent qui remontent à 2000 ans avant J-C, et l'utilisation du vent pour la navigation date peut-être de 5000 ans [27]. Les premiers moulins à vent sont inventés par les Perses vers 200 avant J.-C. Cette technique n'est ensuite importée en Europe qu'au XIIe siècle.

Deux siècles après, les célèbres moulins hollandais voient le jour. Ces moulins sont utilisés pour faire tourner des scieries ou fabriquer de l'huile. Mais c'est en Angleterre qu'ont été perfectionnées les formes des ailes. L'Angleterre compte au XIXe siècle environ 10 000 moulins. Depuis les années 1990, le développement technologique des éoliennes a permis la construction des aérogénérateurs.

Certains pays ont depuis le Moyen-Age largement fait usage de ce type d'énergie par le biais de moulins à vent ou d'éoliennes dites américaines que ce soit pour moudre le grain ou pomper l'eau. Les années 1970 à 2000 ont vu une importante évolution à la fois de leur utilisation par le monde et de leur conception, bénéficiant des progrès technologiques et scientifiques dans les domaines de l'aérodynamique, la structure, les matériaux, l'électronique, etc. : l'accroissement de nos besoins énergétiques suscite leur développement et leur mise en œuvre. De par notre mode de vie, nous avons créé une forte demande d'énergie ; de plus, confrontés aux réductions des réserves, aux augmentations des coûts et aux impacts écologiques des énergies traditionnelles, nous sommes amenés à proposer des alternatives intéressante et renouvelable pour compléter ces sources traditionnelles, et l'éolienne constitue une source d'énergie adéquate et fiable, inépuisable et sans conséquences indésirables sur l'environnement, s'inscrivant notamment dans l'effort global de réduction des émissions des gaz à effet de serre.[28]

### 3.3. Définition une éolienne

Une éolienne est un dispositif qui convertit le mouvement (énergie) du vent en énergie électrique, à l'aide de turbines. Le mouvement du vent qui entraîne les turbines est converti en convertissant la rotation de ces dernières en électricité par des générateurs électriques. Donc, le synoptique de puissance est le suivant :

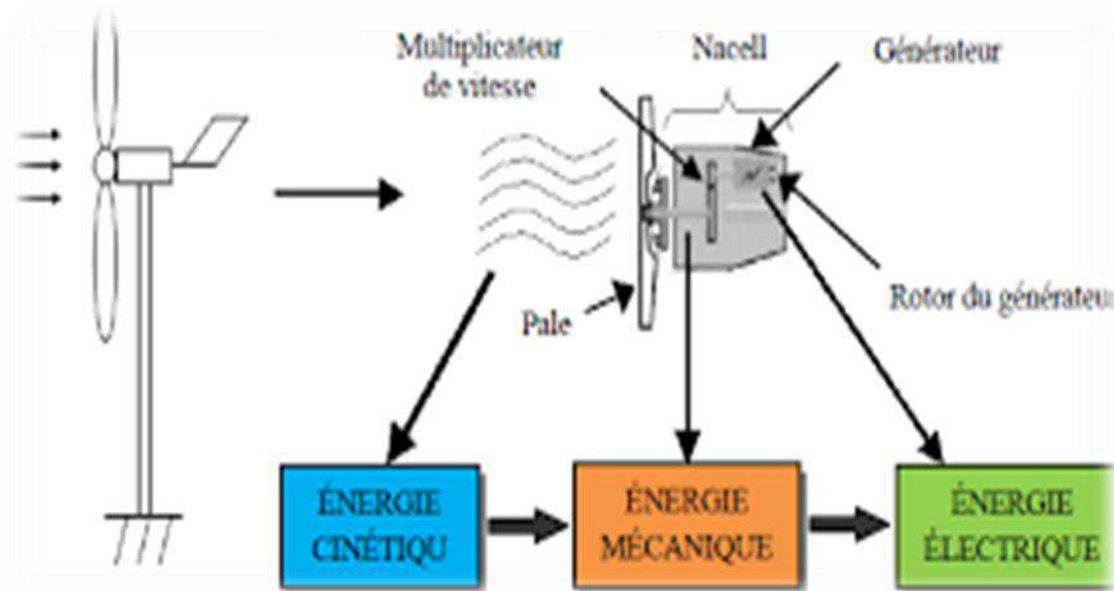


Figure 3. 1: Chaîne énergétique dans éolienne.

#### 3.3.1. Les différents types d'éoliennes

Il existe deux grands types d'éoliennes, qui se distinguent par la position de leur axe de rotation par rapport à la direction du vent, les éoliennes à axe horizontal et les éoliennes à axe vertical :

##### 3.3.1.1. Les éoliennes à axe vertical :

Ce type est connu pour sa conception simple, Ils ont été les premières structures développées pour produire de l'électricité. De nombreuses variantes technologiques ont été testées dont seulement deux structures sont parvenues au stade de l'industrialisation, le rotor de Savonius et le rotor de Darrieux. [29]

Les types des éoliennes à axe vertical sont les suivants :

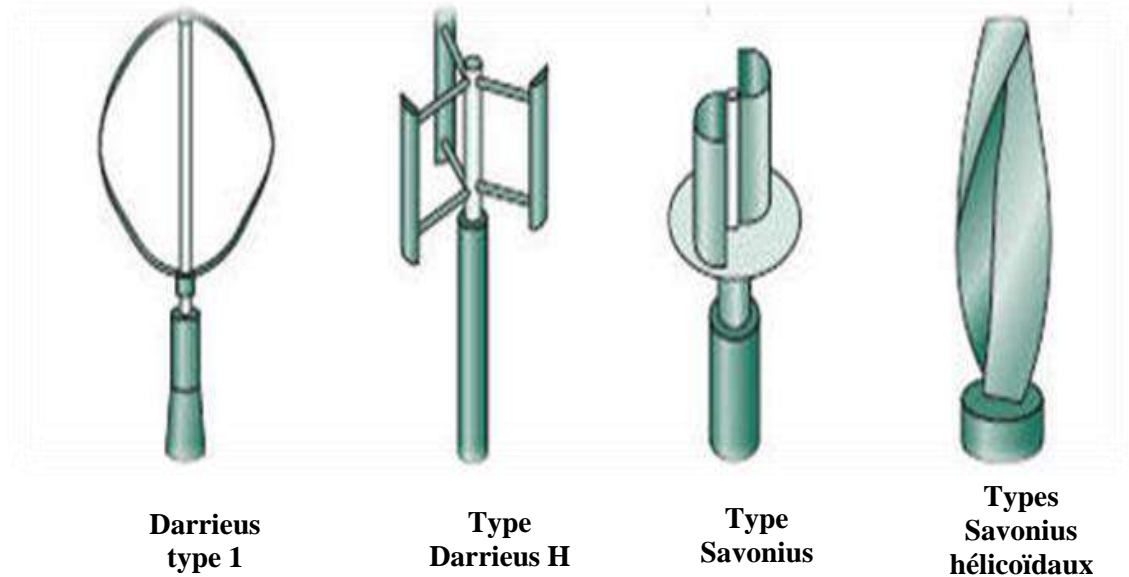


Figure 3. 2: Les types des éoliennes à axe vertical

### a) Darrieus type 1

Les éoliennes Darrieus sont constituées de deux ou trois pales aérodynamiques qui fonctionnent en portance. Il peut s'agir d'une lame droite, trap-scant ou hélicoïdale comme le montre la figure correspondante. Ce type d'éolienne a des caractéristiques principales qui sont les suivantes :

- Exploite la force de portée
- Coefficient de puissance max = 35-40%
- Vitesse de démarrage =4-5m/s. [29]



Figure 3. 3: Darrieus type 1

### b) Darrieus H :

Le deuxième type est un rotor simple, mais les profils sont accrochés uniquement au sommet et sont au nombre de trois. Comme une éolienne classique à trois pales [30].



Figure 3. 4: Darrieus H

### c) Type Savonius

Les éoliennes Savonius sont constituées de deux ou trois pales, généralement en forme de demi-cylindre et fonctionnent en traînée. Il peut être à lames droites ou torsadées comme indiqué sur la figure. Les principales caractéristiques de ce type d'éolienne sont les suivantes :

- Exploite la force de traînée
- Coefficient de puissance max = 15-25%
- Vitesse spécifique optimale = 0.8 à 1
- Vitesse de démarrage = 2-3m/s. [29]

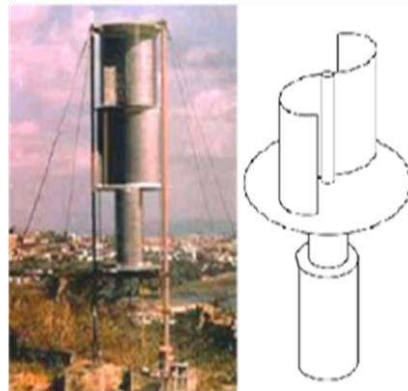


Figure 3. 5: Type savonius

### d) Types Savonius hélicoïdaux :

Ce type d'éolienne connaît actuellement un fort développement, il utilise le principe de base de l'éolienne Savonius, mais au lieu d'avoir des godets droits, ceux-ci sont vrillés hélicoïdalement autour de l'axe de rotation. Cela permet d'avoir une meilleure prise au vent, de façon continue, plutôt que par alternance lorsqu'un des godets est dans l'axe du vent. Ce type d'éolienne est de plus très compact par rapport à la surface au sol, puisque l'hélice est située le long de l'axe vertical, silencieuse et peut partir par des vents très faibles. [30]



Figure 3. 6: Type Savonius hélicoïdale

e) L'éolienne hybride Darrieus-Savonius :

Les éoliennes de type hybride Darrieus-Savonius sont constituées de deux rotors généralement concentriques, un rotor externe de type Darrieus et un rotor interne de type Savonius. Les deux rotors peuvent aussi être montés l'un au-dessus de l'autre. Elles exploitent donc à la fois la force de traînée et la force de portée. Les principales caractéristiques de ce type d'éoliennes sont les suivantes (Figure).

- Exploite la force de portée et de traînée
- Coefficient de puissance max  $\approx 20\%$
- Vitesse spécifique optimal = 3 à 5
- Vitesse de démarrage = 2-3m/. [29]

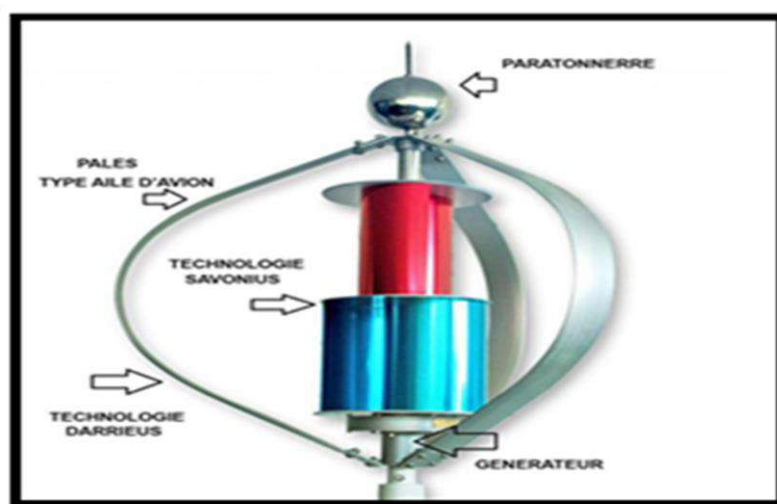


Figure 3. 7: L'éolienne hybride Darrieus-Savonius

### 3.3.1.2. Les éoliennes à axe horizontal

Sont aujourd'hui les plus répandues dans le monde, en raison de leur meilleur rendement. Il est orientable mais manque de couple au démarrage et il y a un énorme impact sur les talons du rotor.



**Figure 3. 8:** Les éoliennes à axe horizontal.

Les éoliennes à axe horizontal sont basées sur le principe des moulins à vent. Elles sont constituées d'une à trois pales profilées aérodynamique. Le plus souvent le rotor de ces éoliennes est tripale, car trois pales constituent un bon compromis entre le coefficient de puissance, le coût et la vitesse de rotation du capteur éolien ainsi que l'aspect esthétique par rapport aux bipales.

Les éoliennes à axe horizontal sont les plus employées car leur rendement aérodynamique est supérieur à celui des éoliennes à axe vertical, elles sont moins exposées aux contraintes mécaniques et ont un coût moins important. [31]

Dans les éoliennes à axe horizontal, la turbine peut se trouver à l'avant de la nacelle ou à l'arrière, on distingue deux catégories : les turbines éoliennes amont, et celles aval

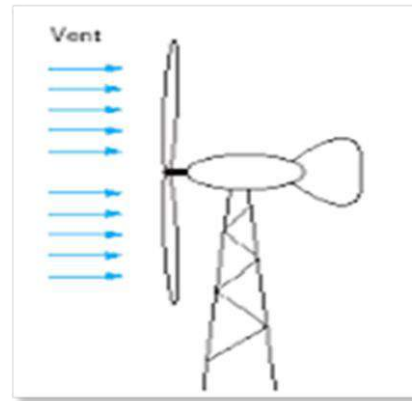
#### 3.3.1.2.1. Turbine avant la nacelle (amont)

Une autre solution qui permet, notamment pour les fortes puissances d'éviter le tout dispositif mécanique d'orientation, complexe, lourd et coûteux est l'emplacement de la turbine derrière la nacelle, il s'agit d'éolienne « aval ». Dans ce cas, la turbine se place automatiquement face au vent qui souffle sur l'arrière des pales, le rotor est flexible et auto-orientable, figure. Les éoliennes de ce type sont assez rares car des vibrations importantes sont notées dues au passage des pales derrière le mat et aux changements de direction du vent, figure 3.9. [32]





**Figure 3. 9:** Éolienne amont horizontal



**Figure 3.10:** Éolienne aval horizontal

### 3.3.1.2.2. Turbine derrière la nacelle (aval)

Dans ce cas, la turbine se place automatiquement face au vent qui souffle sur l'arrière des pales, le rotor est flexible et auto-orientable, figure 3.10

Les éoliennes de ce type sont assez rares car des vibrations importantes sont notées dues au passage des pales derrière le mat taux changements de direction du vent. [32]

### 3.3.1.2.3. Aérogénérateurs multi-plumes :

Ce type se caractérise par un couple élevé, une vitesse lente et des capacités limitées, de sorte que l'énergie de rotation est utilisée dans des applications mécaniques telles que le pompage de l'eau dans les fermes situées dans des zones isolées du réseau électrique



**Figure 3. 11:** Aérogénérateurs multi-plumes. [33]

## 3.4. Composants d'éoliennes

Bien qu'il existe plusieurs types d'éoliennes, plutôt grandes, avec des pales de tailles différentes et donc des rendements différents. Cependant, toutes les éoliennes sont constituées de mêmes articles On présente les différents composants d'une éolienne à axe horizontal étant le sujet de notre étude

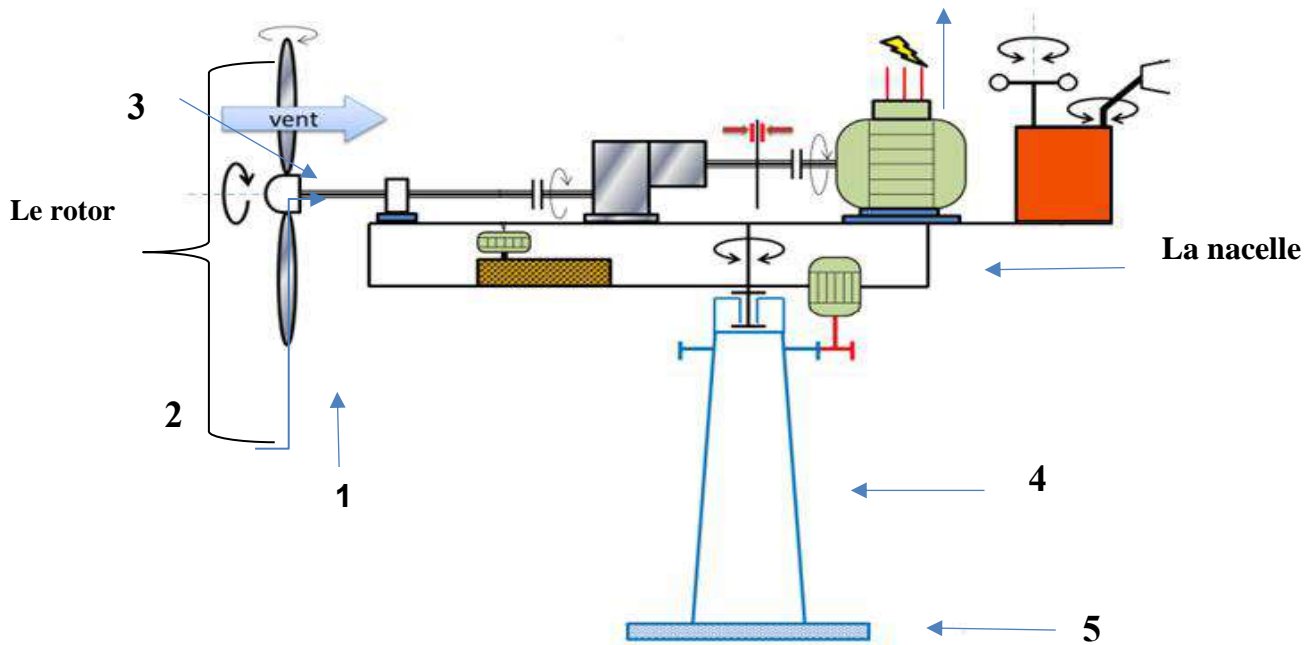


Figure 3. 12: Composants d'éoliennes

### 3.4.1. Le rotor

Formé par les pales assemblées dans leur moyeu. Pour les éoliennes destinées à la production d'électricité, le nombre de pales varie classiquement de 1 à 3, le rotor tripale (concept danois) étant de loin le plus répandu car il représente un bon compromis entre le coût, le comportement vibratoire la pollution visuelle et le bruit.

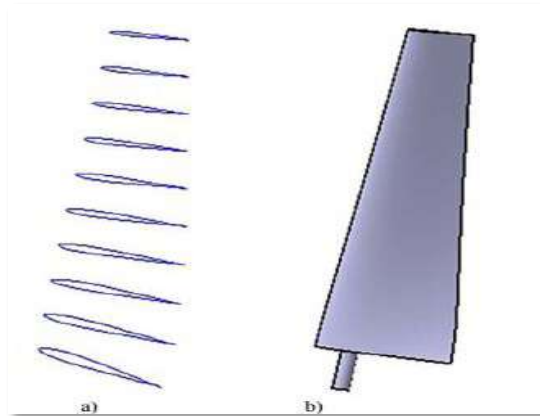
Les rotors à vitesse fixe sont souvent munis d'un système d'orientation de la pale permettant à la génératrice (généralement une machine asynchrone à cage d'écureuil) de fonctionner au voisinage du synchronisme et d'être connectée directement au réseau sans dispositif d'électronique de puissance. Ce système allie ainsi simplicité et faible coût. Les rotors à vitesse variable sont souvent moins coûteux car le dispositif d'orientation des pâles est supprimé. [34]



Figure 3. 13: Le rotor

### 3.4.2. Les pales:

Éléments moteur de l'éolienne qui convertissent la force du vent en énergie mécanique. Le nombre de pales est le plus souvent de trois pour une question de stabilité mais il existe des éoliennes bipales, c'est-à-dire qui ne possèdent que deux pales. Elles sont réalisées dans un mélange de fibres de verre et de matériaux composites. Leur profil est le fruit d'études aérodynamiques complexes car c'est d'elles que dépend le rendement du rotor.



**Figure 3. 14:** Les pales

### 3.4.3. Le moyeu

Il est généralement en fonte ou en acier, et des brides y sont fixées avec des boulons à installer Les pales, ainsi qu'un flasque principal, à fixer sur la broche principale, sont destinés à être utilisés Transmission des efforts et du couple des pales à la broche principale.

Le moyeu est toujours creux car cet alésage est utilisé dans les turbines à pales à angle variable Pour mettre le système d'angle changeant à l'intérieur, mais dans les turbines à angle fixe, il est utilisé pour mettre le système Pour les freins à air (freins) à l'intérieur et dans certaines turbines, il est utilisé pour installer des capteurs de vitesse vent.

### 3.4.4. Cache moyeu

Il est généralement fait de fibre de verre et est utilisé pour couvrir le nombril afin qu'il aide à faciliter la circulation du vent sur le La surface des plumes (lames) et protège les parties à l'intérieur de la poussière, du sable et de la pluie et donne une vue Esthétique acceptable à la turbine. [35]

### 3.4.5. La nacelle

Il est constitué de plaques d'acier ou de fibre de verre et contient les pièces suivantes, comme indiqué sur la figure 3.15 :

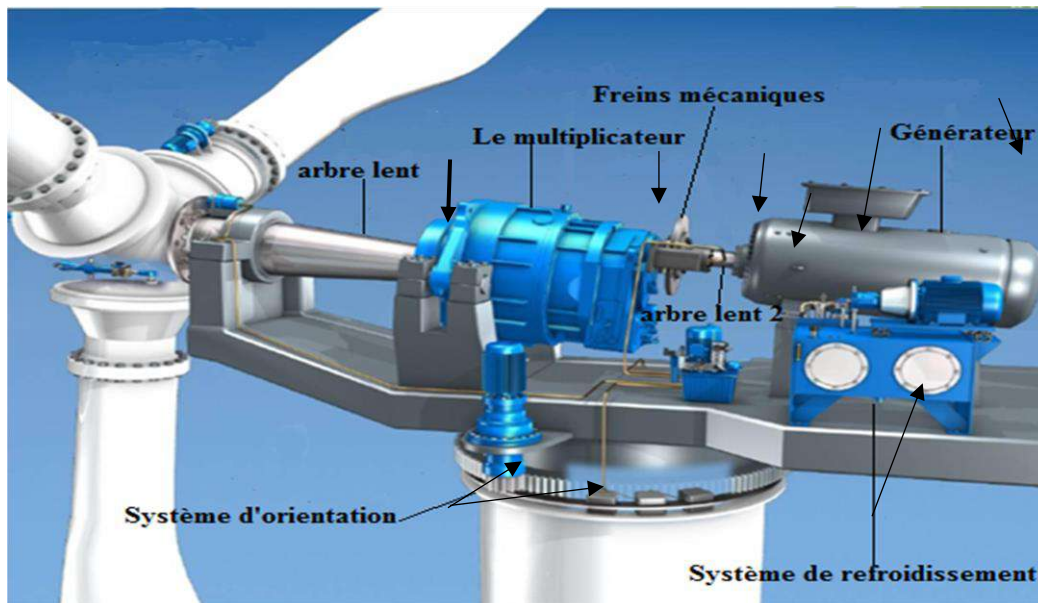


Figure 3. 15: Les composants de la nacelle.

#### 3.4.6. Broche principale (arbre lent)

Fabriqué en acier massif de haute qualité, il y a une bride à une extrémité pour la fixation avec la bride rotative. L'extrémité principale et l'autre extrémité sont fixées avec une boîte de vitesses, portées sur des roulements de haute qualité tels que De forme claire pour pouvoir transmettre les forces axiales et le couple à la base du conteneur de roulements à rouleaux où le roulement arrière est fixé pour absorber les forces horizontales du vent pendant que les roulements sont recouverts. Et l'arbre du rotor avec un couvercle en fonte, et il se présente sous la forme d'un tube cylindrique pour les protéger de la poussière et de sable, et les couvercles latéraux des roulements sont équipés de joints pour protéger les sièges de la pénétration de poussière ainsi que la sortie de graisse. [36]



Figure 3. 16: Broche principale (arbre lent).

### 3.4.7. Boîte de vitesse (Le multiplicateur) :

L'arbre principal transmis un très grand moment de rotation au multiplicateur. Par la suite, celui-ci transforme ce moment d'une rotation à faible vitesse et un fort moment, à une rotation avec une grande vitesse et un moment faible.



Figure 3. 17: Le multiplicateur [44]

### 3.4.8. Freins mécaniques

Le frein mécanique, comme sur la figure, est un disque en acier de haute qualité pour supporter le degré de La forte chaleur résultant du frottement entre celui-ci et les oreillers, et ces oreillers (Coussins) fonctionnent soit par un système électrique soit Système hydraulique Le disque de frein est monté soit sur l'arbre du rotor (arbre lent) soit sur l'Arbre reliant la boîte de vitesses et le générateur

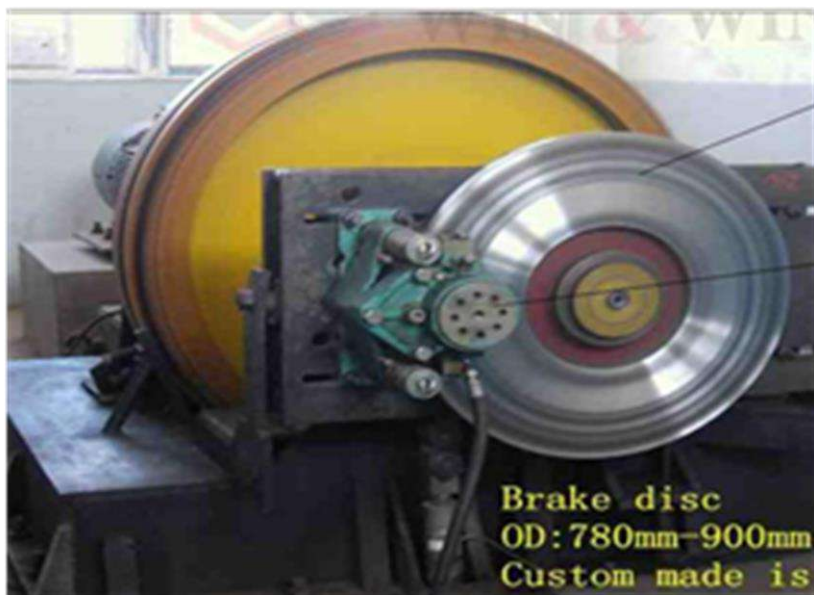


Figure 3. 18: Freins mécaniques. [36]

### 3.4.9. Frein pneumatique

Les aérofreins permettent de réduire la vitesse de rotation en cas d'arrêt normal et d'urgence à côté du frein Mécanique. Les pales sont utilisées dans les turbines à pales à angle variable comme freins pneumatiques. La lame est tournée autour de son axe longitudinal à un angle d'environ 71 degrés, et la vitesse de rotation du rotor diminue. [37]

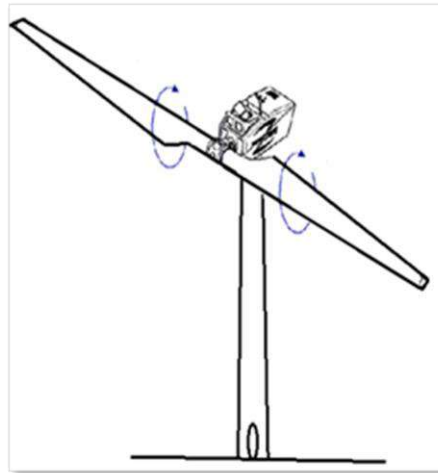


Figure 3. 19: Frein pneumatiques. [36]

Dans les pales à angle fixe, la pointe de l'aile avant est utilisée comme frein pneumatique. Tournez l'axe de la lame longitudinale à un angle de 71 degrés pour qu'elle devienne perpendiculaire à celle-ci et que la vitesse de rotation diminue. Comme le montre la figure 3.17.



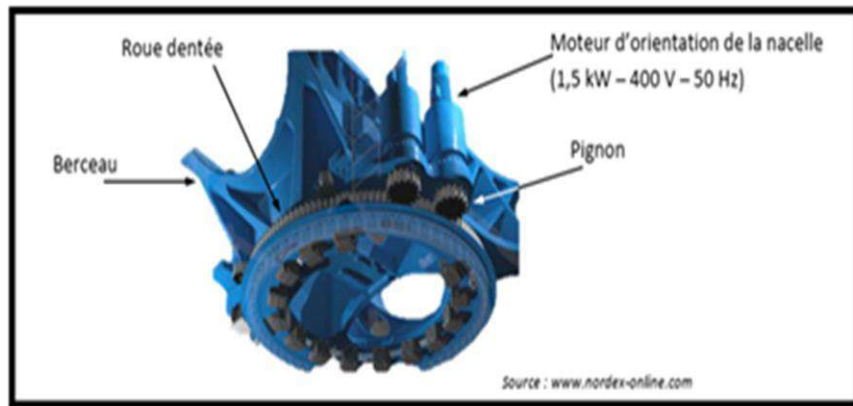
Figure 3. 20: Aérofrein en bout de pales. [36]

### 3.4.10. Système d'orientation

Il existe deux types de direction de turbine:

Type mécanique : il s'agit d'une queue de gouvernail en forme de navire à l'arrière de l'aile et

utilisée dans les petites turbines et les turbines de pompage d'eau qui n'ont pas d'unité de freinage mécanique ou électrique, lorsque celle-ci est utilisée La queue est en dirigeant la turbine dans la direction du vent, comme sur la figure 3.21 :



**Figure 3. 21:** Système d'orientation

Type électromécanique : C'est un système qui déplace les pales dans la direction du vent et le système se forme À partir de:

- Capteur de direction du vent : Il donne des signaux indiquant la direction du vent.
- Moteur de guidage : Il déplace le guideau dans la direction réelle du vent.
- Frein de direction : maintient la stabilité des tambours pendant la rotation.
- Groupe de direction : augmente le couple et régule la vitesse de la broche pour éviter les accidents

Contraintes pendant la rotation jusqu'à ce qu'elles soient orientées dans la bonne direction du vent.

- Engrenage de guidage : il s'agit d'un grand engrenage interne qui relie le mandrin et la tour, et le mandrin se déplace à travers celui-ci, car le système de direction permet au mandrin de toujours tourner dans la direction du vent en fonction d'un signal de la girouette située en haut du pare-brise, de sorte que le mandrin soit toujours poussé dans la direction du vent comme dans la forme afin d'obtenir un avantage L'énergie potentielle maximale dans le vent. [37]

### 3.4.11. Système de refroidissement

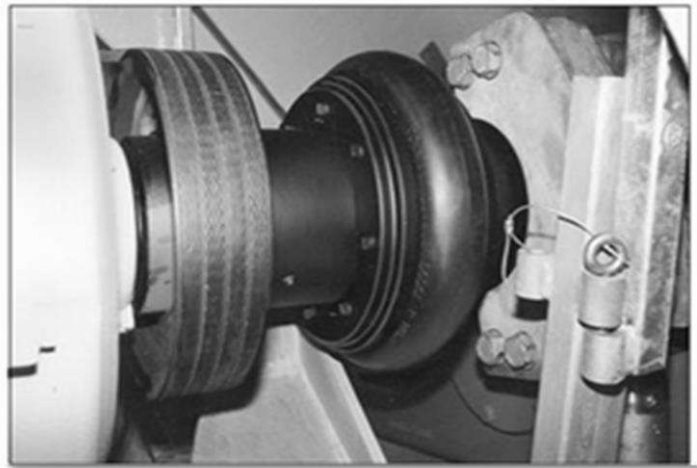
Il comprend généralement un ventilateur électrique utilise pour refroidir le générateur et un refroidisseur a l'huile pour le multiplicateur. Il existe un certain type d'éoliennes comportant un refroidissement à l'eau. [38]

### 3.4.12. Système de contrôle

C'est un système électrique qui contrôle le mécanisme d'orientation. Il surveille le fonctionnement de l'éolienne signale et commande l'arrêt de l'éolienne en cas de défaillance. Généralement l'orientation est assurée par des moteurs électriques par l'intermédiaire d'une couronne dentée. [38]

### 3.4.13. Connexion souple

Ces connexions sont utilisées pour connecter certaines parties de la turbine, car il y a deux connexions entre la boîte de vitesses et le générateur électrique et son but est de protéger les pièces de la turbine pour leur capacité à absorber les charges soudaines et des chocs, et permet des déplacements angulaires radiaux des broches et des parties de la turbine La figure 3.20. Montre l'accouplement élastique.



**Figure 3. 22:** Connexion souple. [36]

### 3.4.14. Générateur

C'est un alternateur qui convertit l'énergie mécanique en énergie électrique. Les plus simples et robustes sont des générateurs à induction. Il existe plusieurs types de génératrices pour stabiliser la vitesse des moteurs : génératrices à basses vitesses de vent, l'autre pour les hautes vitesses génératrice auto-excitée.

Enfin, La nouvelle génératrice discoïde de Jeumont Industrie est une innovation majeure car elle réduit la taille, normalement imposante, de ces alternateurs multi pôles. Toutefois, le courant produit doit passer par un onduleur de grande puissance. Il s'agit là aussi d'une technologie de pointe. [39]



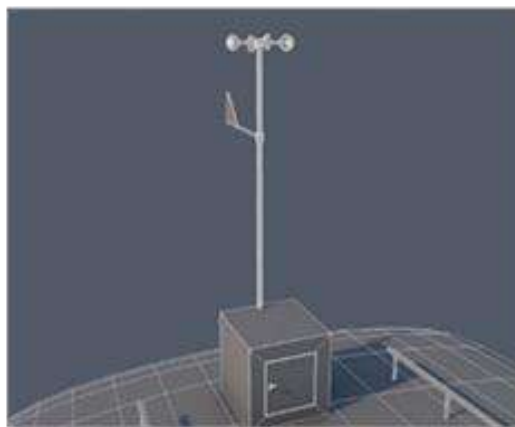


**Figure 3. 23:** Générateur. [40]

La turbine est reliée par l'arbre principal à un générateur qui a un grand champ magnétique, lorsqu'il tourne La turbine fait tourner l'arbre principal et la bobine coupe le champ magnétique, nous obtenons donc le courant électrique, c'est-à-dire Le générateur convertit l'énergie mécanique en énergie électrique en faisant tourner une bobine en présence d'un champ magnétique. [36]

#### **3.4.15. Les outils de mesure du vent**

Girouette pour la direction et anémomètres pour la vitesse. Les données sont transmises à l'informatique de commande.



**Figure 3. 24 :** Anémomètre et Girouette

#### **3.4.16. Le mât**

Conçu en métal pour assurer la solidité de tous, il permet l'accès à la nacelle et sert au passage des câbles électriques reliés à l'armoire de raccordement au réseau électrique. Certains mâts peuvent atteindre 100 mètres de haut : plus le rotor est haut, meilleure est la performance de l'éolienne,

et le mât en acier permet une longueur de pale plus importante.

### 3.4.17. Panneau de contrôle principal

Grâce à elle, le fonctionnement de la turbine est contrôlé et elle contient les pièces principales telles que ;

1. L'interrupteur principal pour connecter la turbine au transformateur.
2. Groupes d'amélioration du facteur de puissance (condensateurs et bobines.)
3. Transformateurs pour l'alimentation des circuits de commande et de protection de la turbine.
4. Circuits de commande et de prévention (le circuit de commande d'entrée turbine sur le réseau - le circuit de pilotage L'éolienne est dans le sens du vent.....).
5. Circuits pour transférer les données (tension - courant - température...) Vers le calculateur rattaché à la turbine sur le panneau de commande principal. [37]

### 3.4.18. La fondation :

Les fondations sont construites en béton armé. Elles sont des blocs de 100 tonnes ou plus enterrés de 5 à 6 mètres de profondeur. Une dalle est moulée par-dessus afin de fixer la première partie du mât de l'éolienne. Pour une éolienne de 80m de haut, il faut 400 tonnes de béton. [41]



Figure 3. 25: La fondation. [42]

### 3.4.19. L'armoire de couplage au réseau électrique ou au système de stockage

Elle rend compatible l'énergie produite avec celle du réseau ou de la tension des c des récepteurs grâce à un transformateur. Certaines éoliennes possèdent aussi dans leur structure un système de contrôle électronique (qui gère le fonctionnement général de l'éolienne) et des outils de mesures du vent (anémomètre et girouette) dont les données sont transmises à l'informatique

de commande pour stockage ou analyse. De même, si l'électricité produite n'est pas directement injectée dans le réseau ou utilisée, des batteries de stockage de cette énergie sont nécessaires.

### 3.5. Principe de fonctionnement

Quand le vent se lève, l'unité centrale grâce à la girouette située à l'arrière de la nacelle, commande aux moteurs d'orientation de placer l'éolienne face au vent. Les trois pales sont mises en mouvement par la seule force du vent.

Elles entraînent avec elles l'arbre principal qui est lié à l'arbre d'entrée du multiplicateur.

Dès que la vitesse du vent sera suffisante (4 m/s soit environ 15 km/h), l'éolienne peut être couplée au générateur par l'arbre de sortie du multiplicateur et peut fournir de l'électricité au réseau. Les pales tournent alors à une fréquence de rotation de 30 tours par minute et entraînent le générateur à 1500 tours par minute. Cette fréquence de rotation restera constante tout au long de la période de production. Lorsque la vitesse du vent atteint (14 m/s soit 50 km/h), l'éolienne fournit sa puissance nominale. Le générateur délivre alors un courant électrique alternatif à la tension de 690 volts à 50 Hz dont l'intensité varie en fonction de la vitesse du vent. Ainsi, lorsque la vitesse du vent croît, la portance s'exerçant sur les pales augmente et la puissance délivrée par le générateur s'accroît.

Pour des vitesses de vent supérieures à 14 m/s (soit environ 50 km/h), la puissance est maintenue constante en réduisant progressivement la portance des pales. L'unité hydraulique régule cette portance en modifiant l'angle de calage des pales qui pivotent sur leurs axes.

Lorsque la vitesse du vent dépasse 25 m/s (soit 90 km/h), les pales sont mises en drapeau (parallèles à la direction du vent) et leur portance devient quasiment nulle. Tant que la vitesse du vent reste supérieure à 90 km/h, le rotor de l'éolienne est « en roue libre » et le générateur est déconnecté du réseau : l'éolienne ne produit plus d'électricité.

Dès que la vitesse du vent diminue, l'éolienne se remet en production.

Toutes ces opérations sont entièrement automatiques et gérées par l'unité centrale. En cas d'arrêt d'urgence, un frein à disque placé sur l'arbre rapide du multiplicateur permet de stopper l'éolienne afin d'éviter sa destruction. [43]

### 3.6. Classification d'éolienne

Classification selon la taille :

**Tableau 03. 1** : Classification des éoliennes suivant la taille et ordre de grandeur associé.

Denomination	Diamètre du rotor [m]	Aire Balayée [m <sup>2</sup> ]	Puissance [Kw]
Micro	1.25 – 0.5	1.2 – 0.2	0.25
Mini	3 – 1.25	7.1 – 1.2	1.5
Domestique	10 – 3	79 - 7	15
Petite commerciale	20 – 10	314 - 79	100
Moyenne commerciale	50 - 20	1963 -314	1000
Grande commerciale	100 – 50	7854 – 1963	3000

Pour être plus parlant, on trouve classiquement ces éoliennes pour les applications suivantes :

- Micro-éoliennes : en général pour couvrir des besoins très limités et sites isolés (par exemple, des sites de pêche, des bateaux, des caravanes).
- Mini-éoliennes : essentiellement pour recharger des batteries sur des sites isolés du réseau, les plus puissantes peuvent servir pour l'alimentation domestique hors du réseau (maisons isolées).
- Eoliennes domestiques : elles balayent un spectre assez large allant de rotors de 3 à 10 m de diamètre. C'est typiquement le genre d'éoliennes proposées pour les particuliers.
- Eoliennes petites commerciales : elles sont typiquement conçues pour les petites entreprises, les fermes, ... mais il existe très peu de modèles produits dans cette gamme.
- Eoliennes moyennes commerciales : elles sont typiquement utilisées pour les applications commerciales dans des fermes, des usines, des entreprises voire des petits parcs éoliens.
- Eoliennes grands commerciales : ce sont les éoliennes que l'on trouve dans les parcs éoliens modernes, ce sont aussi les plus efficaces.

### 3.7. Les modes d'exploitation de l'énergie éolienne

- Les éoliennes au sol sont installées à la surface de la Terre
- Les éoliennes offshore sont installées en mer.

On distingue par ailleurs deux typologies d'installations :

- Industriel : ce sont des parcs éoliens qui sont connectés au réseau électrique
- Domestique : petites éoliennes installées dans les habitations

### 3.8. Conclusion

Dans ce troisième chapitre, nous avons présenté les éoliennes et leurs types en général, où nous avons expliqué les éoliennes à axe horizontal en particulier, leur classification, leurs composants, et les matériaux utilisés pour leur fabrication.

En plus de cela, ce type a une très faible empreinte au sol par rapport aux éoliennes à l'axe vertical, cette structure capte le vent en hauteur, donc il est plus fort et plus régulier qu'au voisinage du sol, aussi le générateur et les appareils de commande sont dans la nacelle au sommet de la tour. Ainsi, il n'est pas nécessaire de rajouter un local pour l'appareillage. Mais le fait que l'appareil électrique soit situé en haut de la tour, ce qui gêne l'intervention en cas d'accident, en plus de cela, le coût de construction est très élevé

# **Chapitre 04 : Estimation du potentiel énergétique éolien et extrapolation verticale du paramètre de weibull**

## 4.1. Introduction

Dans ce chapitre on étudiera la possibilité des vents dans la zone d'Ouargla, la puissance énergétique dynamique des vents avec transformation d'énergie dynamique des vents à une énergie dynamique rotative d'éolienne, elle trouve une gamme des pertes dans ce dernier, et calcul la puissance utile le maximum, même d'une forme.

## 4.2. Situation géographique

Wilayat de Ouargla est située au sud-est de l'Etat algérien, et fait partie des parties de la grande dépression désertique dont la largeur varie entre 12-18 km, et sa longueur est de trente kilomètres, et sa hauteur varie entre cent et trois cent cinquante mètres d'altitude, et le bassin de la ville s'étend entre deux plateaux, dont le premier Il est carrelé de l'ouest et sa hauteur est d'environ 230 mètres, tandis que le second est bordé par l'est et sa hauteur est de 160 mètres reliés aux grands sables de l'Erg. L'état de Ouargla est à environ huit cent vingt kilomètres de la capitale algérienne.

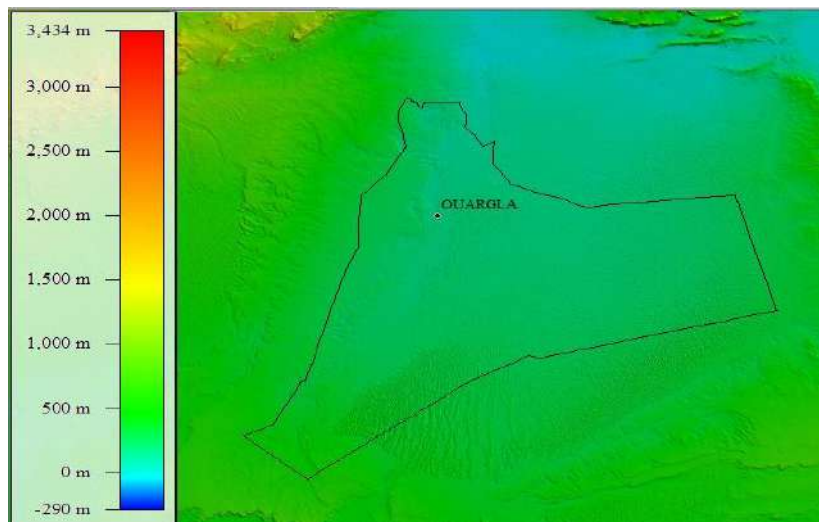


Figure 4. 1: Représentation schématique des dégradations successives de l'énergie éolienne avant utilisation

## 4.3. Variation temporelle de la vitesse moyenne du vent

Pour connaître l'importance du vent en un point donné, il suffit de déterminer la vitesse moyenne arithmétique annuelle pondérée, calculée sur une période de 10 années au minimum. Cette dernière donne un ordre de grandeur de la vitesse du vent sur un site donné.

Par ailleurs, les vents varient différemment selon la journée, la saison et l'année.

Cette variation doit être déterminée puisqu'elle permet d'adapter le dimensionnement des systèmes éoliens aux besoins énergétiques qui peuvent varier suivant les journées ou les années.

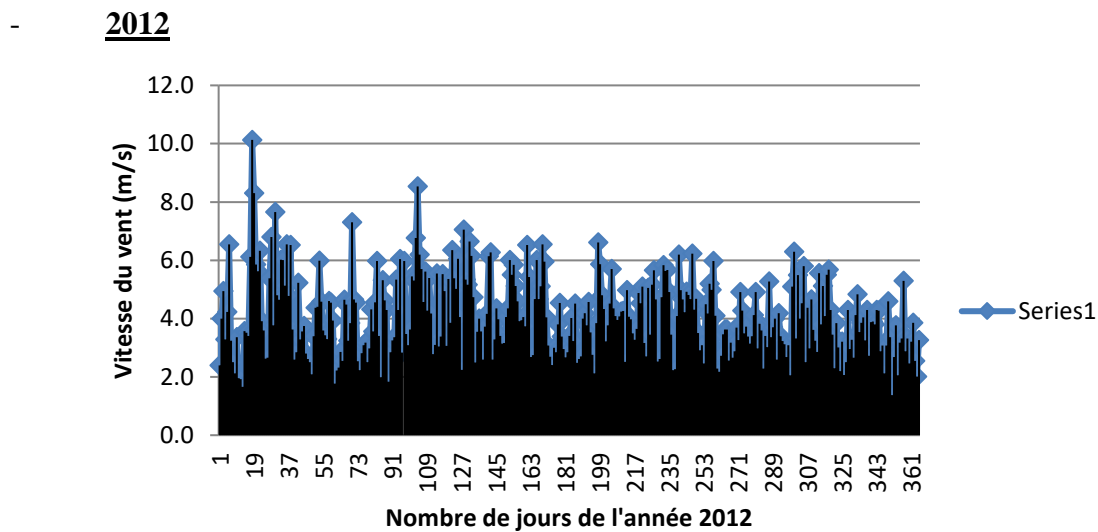
La variation journalière est établie à l'échelle horaire. La variation annuelle est déterminée par

l'établissement d'études à l'échelle journalier. La variation pluriannuelle requiert de longues séries traitées à l'échelle de l'année.

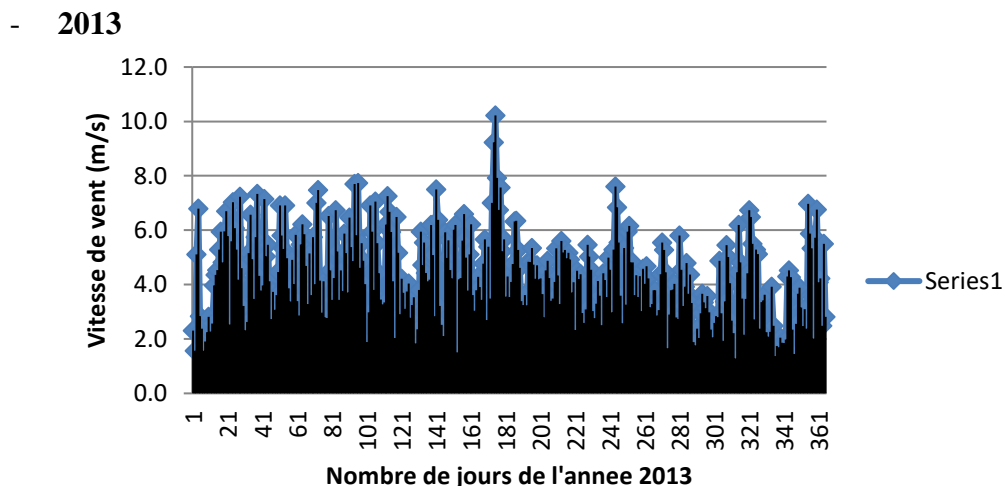
#### 4.3.1. Variation journalière moyenne de la vitesse du vent

La variation journalière de la vitesse du vent est due aux phénomènes thermiques liés au rayonnement solaire. La vitesse moyenne du vent varie peu la nuit et augmente pendant la journée à partir du lever du soleil.

Dans la rose des vents on remarque que la vitesse et la direction du vent varient de façon aléatoire.



**Figure 4. 2:** la courbe représente les changements de la vitesse du vent en termes de jours pour 2012. La courbe représente les changements de la vitesse du vent en termes de jours pour l'année 2012, où l'on note que la plus grande valeur de vitesse est de 10 m/s et la plus faible valeur de vitesse était de 2.0 m/s, et les vitesses ont varié tout au long de l'année de 2m/s à 7m/s.



**Figure 4. 3:** la courbe représente les changements de vitesse du vent en termes de jours pour l'année 2013.



La courbe représente les changements de vitesse du vent pour chaque jour de l'année 2013, où nous notons cela la valeur la plus élevée pour la vitesse était de 10.1m/s et la valeur la plus basse pour la vitesse était de 1.9m/s et la plupart de la valeur de la vitesse variait entre 2.0m/s et 8m/s.

- **2014**

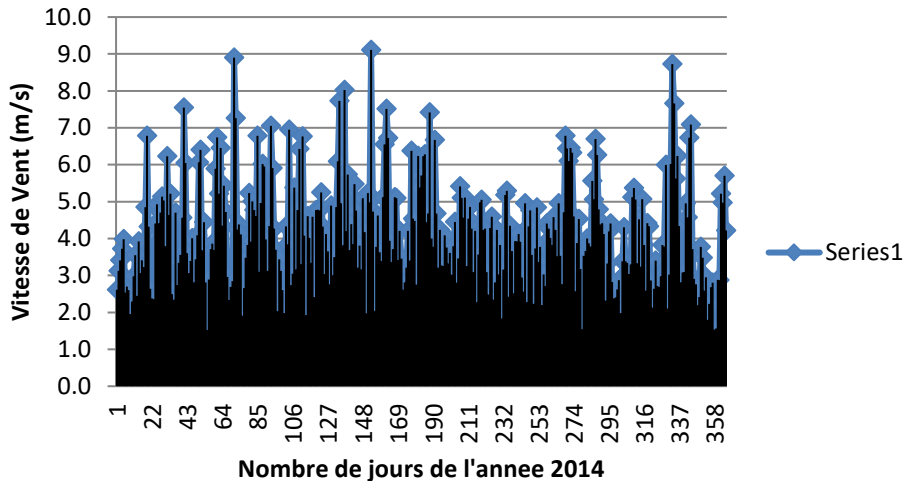


Figure 4. 4: la courbe représente les changements de vitesse de vent pour chaque jour de l'année 2014.

La courbe représente les changements de vitesse de vent pour chaque jour de l'année 2014, où l'on note que la plus grande valeur de vitesse est estimée à 9.1m/s et la plus faible valeur de vitesse est estimée à 1.5m/s et la plupart des vitesses variait entre 2m/s et 5m/s.

- **2015**

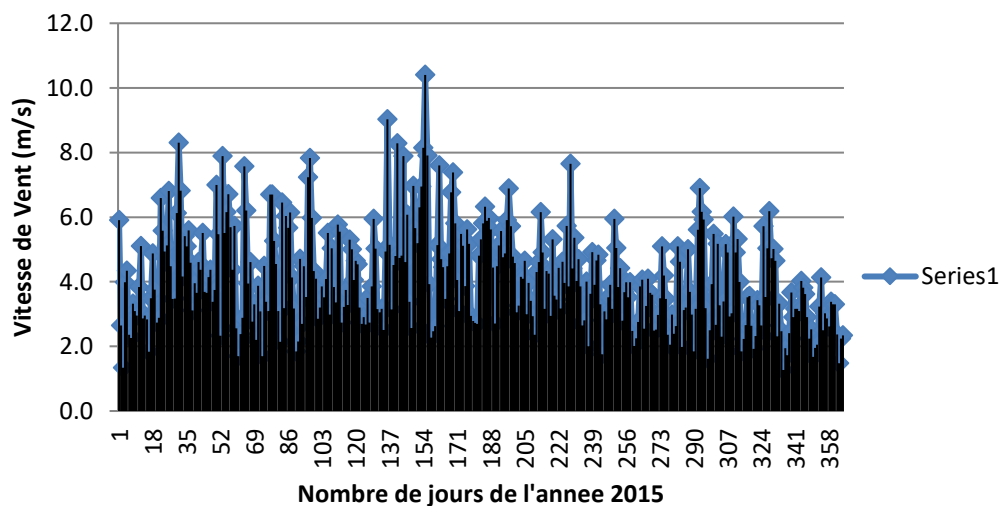


Figure 4. 5: la courbe représente l'évolution de la vitesse du vent en termes de jours pour l'année 2015.

La courbe représente l'évolution de la vitesse du vent en termes de jours pour l'année 2015, où l'on que la plus grande valeur de vitesse est estimée à 10.1m/s et la plus faible valeur de vitesse est estimée à 1.5m/s et la plupart des vitesses pour cette année entre 2.0m/s et 6.0m/s.

- **2016**

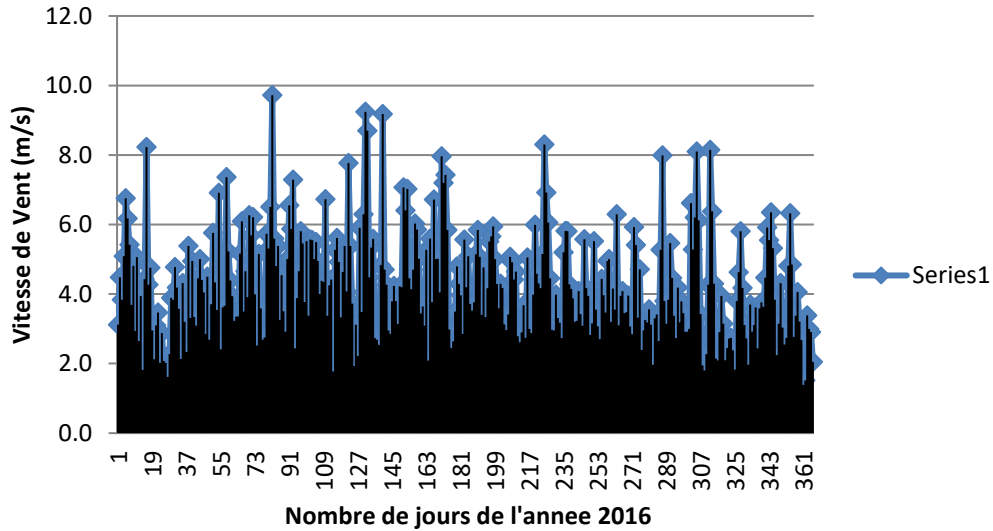


Figure 4. 6: la courbe représente l'évolution de la vitesse du vent en termes de jours pour l'année 2016.

La courbe représente l'évolution de la vitesse du vent en termes de jours pour l'année 2016, où l'on note que la plus grande valeur de vitesse est estimée à 9.1m/s et la plus faible valeur de vitesse est estimée à 1.7m/s et la plupart des vitesses tout au long de l'année entre 2m/s et 6.0m/s.

- **2017**

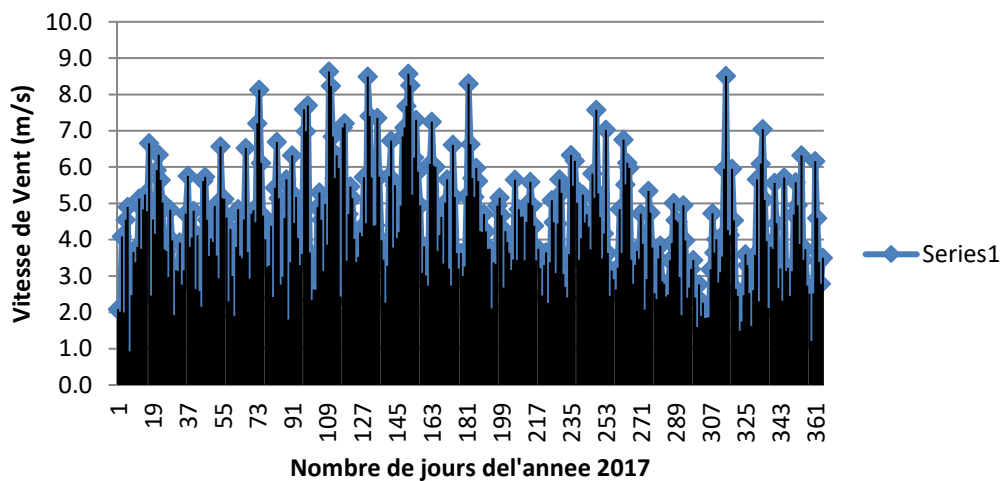
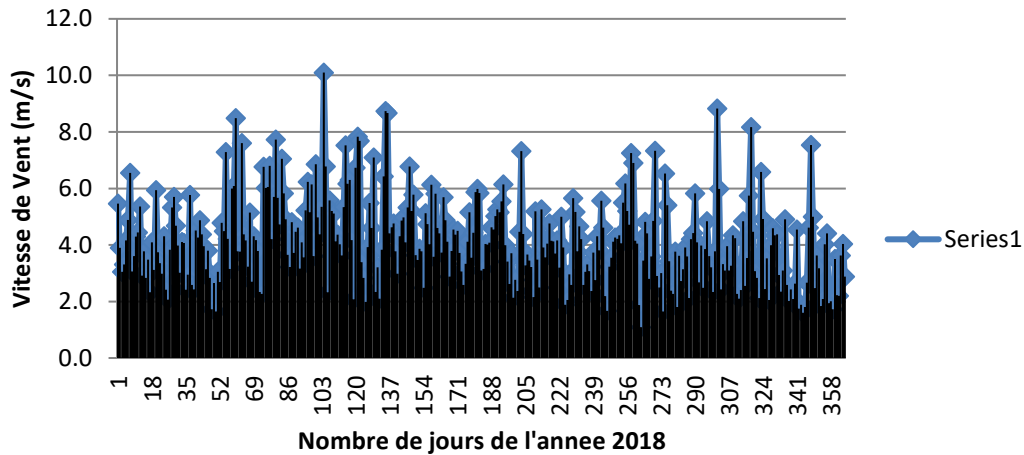


Figure 4. 7: la courbe représente l'évolution de la vitesse du vent en termes de jours pour l'année 2017.

La courbe représente l'évolution de la vitesse du vent en termes de jours pour l'année 2017, où l'on note que la valeur la plus élevée de la vitesse tout au long de l'année est estimée à 8.9m/s et la vitesse la plus faible est estimée à 1.0m/s, notez également que la plupart des vitesses varient entre 2.0m/s et 5.7m/s

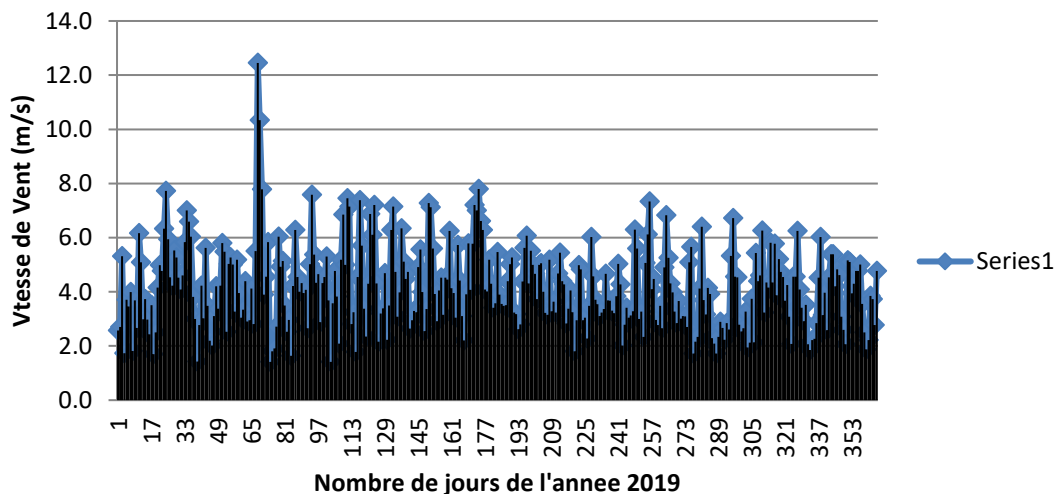
- **2018 :**



**Figure 4. 8:** la courbe représente les changements de vitesse du vent en termes de jours pour l'année 2018.

La courbe représente les changement de vitesse du vent en termes de jours pour l'année 2018, où l'on note que la valeur la plus grande est estimée à 10.1 m/s , et la valeur la plus basse est estimée à 1.1m/s et la plupart des vitesses varient entre 2.0m/s et 6.0m/s.

- **2019**



**Figure 4. 9:** la courbe représente les changements de vitesse du vent en termes de jours pour l'année 2019.

La courbe représente les changements de vitesse du vent en termes de jours pour l'année 2019,

où l'on note que la plus grande valeur de vitesse est estimée à 12.0m/s et la plus faible valeur est estimée à 1.8m/s et la plupart des vitesses oscillent entre 2.0m/s et 6.0m/s.

- 2020

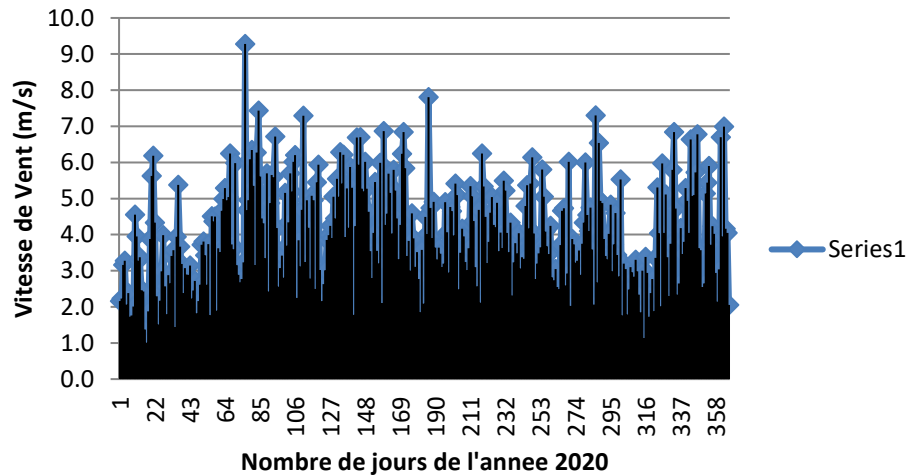


Figure 4. 10: la courbe représente les changements de vitesse du vent en termes de jours pour l'année 2020.

La courbe représente les changements de vitesse du vent en termes de jours pour l'année 2020, où l'on note que la valeur la plus grande pour la vitesse est de 9.3m/s, et la valeur la plus basse est estimée à 1.0m/s, des vitesses sont comprises entre 2.0m/s et 6.0m/s.

- 2021

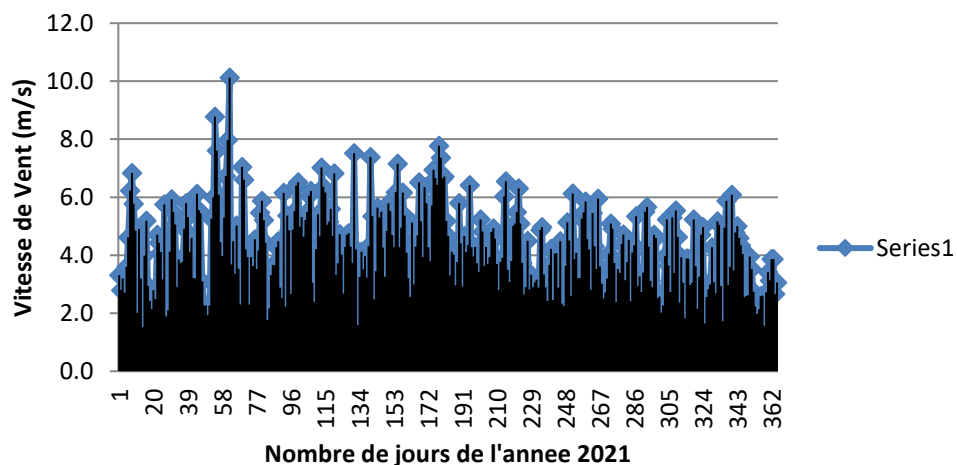


Figure 4. 11: la courbe représente les changements de vitesse du vent en termes de jours pour l'année 2021.

La courbe représente les changements de vitesse du vent en termes de jours pour l'année 2021, où l'on note que la valeur la plus grande pour la vitesse est de 9.3m/s et la valeur la plus basse est estimée 1.0m/s et la plupart des vitesses sont comprises entre 2.0m/s et 6.0m/s.

### 4.3.2. Variation pluriannuelle de la vitesse du vent

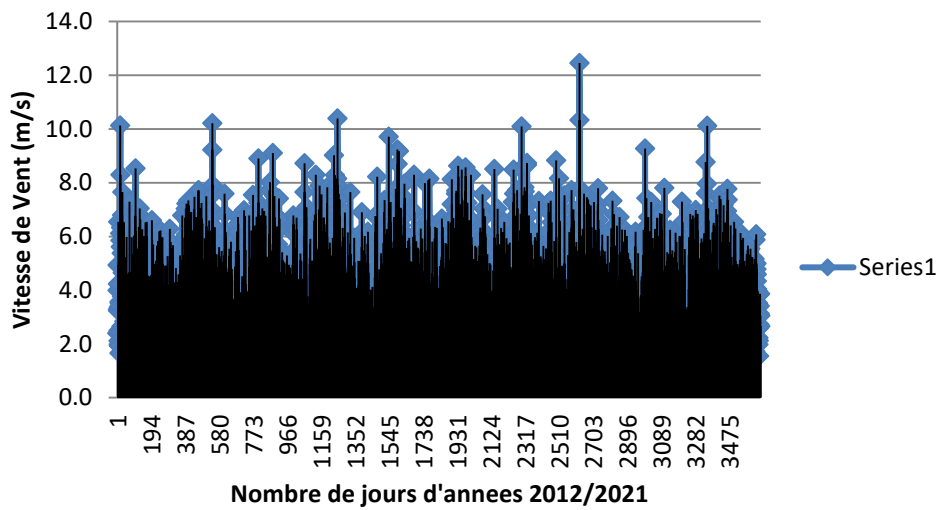


Figure 4. 12: la courbe représente l'évolution de la vitesse du vante en termes de jours pour une comparaison entre 2012 et 2021

Où l'on note que la vitesse la plus élevée des deux années a été estimée à 10.1 m/s et l'année la moins élevée, elle a été estimée à 1.4 m/s et la plupart des vitesses variaient entre 2.0m/s et 7.0m/s.

### 4.3.3. Roses des vents

Dans la rose des vents on remarque que la vitesse et la direction du vent varient de façon aléatoire.

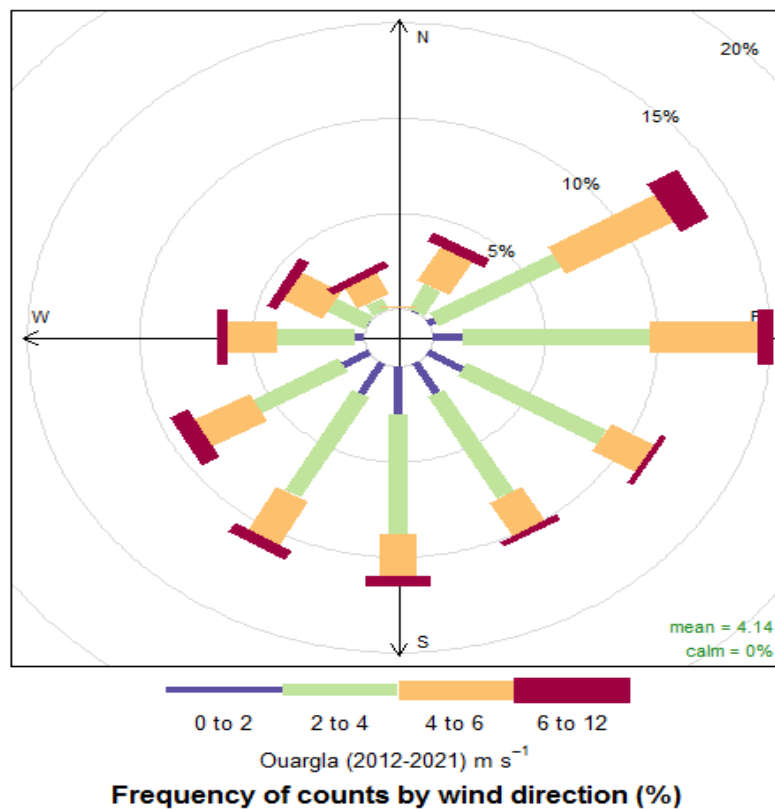


Figure 4. 13: la rose des vents à Ouargla

#### 4.4. Etude statique :

##### 4.4.1. Distributions

##### 4.4.1.1. Histogramme des distributions des fréquences d'occurrence :

Nombre de classe  $N_c$  :

$$N_c = 3.33 \log N + 1 \dots \dots \dots (4.1)$$

$$\Rightarrow N_c = \sqrt{N} \dots \dots \dots (4.2)$$

$N$  : Nombre d'observation

Intervalle de classe :

$$h = \frac{V_{\max} - V_{\min}}{N_c} \dots \dots \dots (4.3)$$

Fréquence relative :

$$f_r = \frac{n_i}{N} \dots \dots \dots (4.4)$$

$n_i$  : Nombre d'observation dans la classe.

$N$  : Nombre totale.

<u>2012</u>	<i>Class</i>	<i>fa</i>	<i>Fr</i>	<i>fré</i>	<i>fr%</i>	<u>2013</u>	<i>Class</i>	<i>fa</i>	<i>fr</i>	<i>fré</i>	<i>fr%</i>
1	1.4-1.83	2	0.005	0.005	0.5	1	1.3-1.74	6	0.016	0.016	1.6
2	1.83-2.26	13	0.035	0.04	3.5	2	1.74-2.18	15	0.041	0.057	4.1
3	2.26-2.69	26	0.071	0.111	7.1	3	2.18-2.62	26	0.071	0.128	7.1
4	2.69-3.12	49	0.133	0.244	13.3	4	2.62-3.06	29	0.079	0.207	7.9
5	3.12-3.55	54	0.147	0.391	14.7	5	3.06-3.50	41	0.112	0.319	11.2
6	3.55-3.98	42	0.114	0.505	11.4	6	3.50-3.94	39	0.106	0.425	10.6
7	3.98-4.41	52	0.142	0.647	14.2	7	3.94-4.38	39	0.106	0.531	10.6
8	4.41-4.84	35	0.095	0.742	9.5	8	4.38-4.82	38	0.104	0.635	10.4
9	4.84-5.27	23	0.062	0.804	6.2	9	4.82-5.26	29	0.079	0.714	7.9
10	5.27-5.70	25	0.068	0.872	6.8	10	5.26-5.70	36	0.098	0.812	9.8
11	5.70-6.13	20	0.054	0.926	5.4	11	5.70-6.14	21	0.057	0.869	5.7
12	6.13-6.56	11	0.03	0.956	3	12	6.14-6.58	11	0.03	0.899	3
13	6.56-6.99	9	0.024	0.98	2.4	13	6.58-7.02	17	0.046	0.945	4.6
14	6.99-7.42	2	0.005	0.985	0.5	14	7.02-7.46	9	0.024	0.969	2.4
15	7.42-7.85	0	0	0.985	0	15	7.46-7.90	6	0.016	0.985	1.6
16	7.85-8.28	1	0.002	0.987	0.2	16	7.90-8.34	1	0.002	0.987	0.2
17	8.28-8.71	1	0.002	0.989	0.2	17	8.34-8.78	0	0	0.987	0
18	8.71-9.14	0	0	0.989	0	18	8.78-9.22	0	0	0.987	0
19	9.14-9.57	0	0	0.989	0	19	9.22-9.66	1	0.002	0.989	0.2
20	9.57-10	1	0.002	0.991	0.2	20	9.66-10.1	1	0.002	0.991	0.2

<b>2014</b>	<i>Class</i>	<i>fa</i>	<i>Fr</i>	<i>fré</i>	<i>fr%</i>
1	1.5-1.88	4	0.01	0.01	1
2	1.88-2.26	12	0.032	0.042	3.2
3	2.26-2.64	23	0.063	0.105	6.3
4	2.64-3.02	40	0.109	0.214	10.9
5	3.02-3.4	42	0.115	0.329	11.5
6	3.4-3.78	28	0.076	0.405	7.6
7	3.78-4.16	46	0.126	0.531	12.6
8	4.16-4.54	45	0.123	0.654	12.3
9	4.54-4.92	33	0.09	0.744	9
10	4.92-5.30	33	0.09	0.834	9
11	5.30-5.68	8	0.021	0.855	2.1
12	5.68-6.06	7	0.019	0.874	1.9
13	6.06-6.44	15	0.041	0.915	4.1
14	6.44-6.82	12	0.032	0.947	3.2
15	6.82-7.2	7	0.019	0.966	1.9
16	7.2-7.58	2	0.005	0.971	0.5
17	7.58-7.96	4	0.01	0.981	1
18	7.96-8.34	1	0.002	0.983	0.2
19	8.34-8.72	0	0	0.983	0
20	8.72-9.1	3	0.008	0.991	0.8

<b>2015</b>	<i>Class</i>	<i>fa</i>	<i>fr</i>	<i>fré</i>	<i>fr%</i>
1	1.3-1.75	4	0.01	0.01	1
2	1.75-2.2	18	0.049	0.059	4.9
3	2.2-2.65	29	0.079	0.138	7.9
4	2.65-3.1	49	0.134	0.272	13.4
5	3.1-3.55	47	0.128	0.4	12.8
6	3.55-4	45	0.123	0.523	12.3
7	4-4.45	28	0.076	0.599	7.6
8	4.45-4.9	39	0.106	0.705	10.6
9	4.9-5.35	29	0.079	0.784	7.9
10	5.35-5.80	27	0.073	0.857	7.3
11	5.80-6.25	16	0.043	0.9	4.3
12	6.25-6.70	9	0.024	0.924	2.4
13	6.70-7.15	11	0.03	0.954	3
14	7.15-7.60	2	0.005	0.959	0.5
15	7.60-8.05	7	0.019	0.978	1.9
16	8.05-8.50	3	0.008	0.986	0.8
17	8.50-8.95	0	0	0.986	0
18	8.95-9.4	1	0.002	0.988	0.2
19	9.4-9.85	0	0	0.988	0
20	9.85-10.3	0	0	0.988	0
21	10.3-10.75	1	0.002	0.99	0.2

<b>2016</b>	<i>Class</i>	<i>fa</i>	<i>Fr</i>	<i>fré</i>	<i>fr%</i>
1	1.4-1.81	3	0.008	0.008	0.8
2	1.81-2.22	18	0.049	0.057	4.9
3	2.22-2.63	14	0.038	0.095	3.8
4	2.63-3.04	36	0.098	0.193	9.8
5	3.04-3.45	47	0.128	0.321	12.8
6	3.45-3.86	42	0.114	0.435	11.4
7	3.86-4.27	36	0.098	0.533	9.8
8	4.27-4.68	42	0.114	0.647	11.4
9	4.68-5.09	21	0.057	0.704	5.7
10	5.09-5.50	36	0.098	0.802	9.8
11	5.50-5.91	25	0.068	0.87	6.8
12	5.91-6.32	14	0.038	0.908	3.8
13	6.32-6.73	10	0.027	0.935	2.7
14	6.73-7.14	6	0.016	0.951	1.6
15	7.14-7.55	5	0.013	0.964	1.3
16	7.55-7.96	1	0.002	0.966	0.2
17	7.96-8.37	5	0.013	0.979	1.3
18	8.37-8.78	1	0.002	0.981	0.2
19	8.78-9.19	1	0.002	0.983	0.2
20	9.19-9.60	2	0.005	0.988	0.5
21	9.60-10.01	1	0.002	0.99	0.2

<b>2017</b>	<i>Class</i>	<i>fa</i>	<i>fr</i>	<i>fré</i>	<i>fr%</i>
1	0.9-1.28	1	0.002	0.002	0.2
2	1.28-1.66	2	0.005	0.007	0.5
3	1.66-2.04	11	0.03	0.037	3
4	2.04-2.42	14	0.038	0.075	3.8
5	2.42-2.8	33	0.09	0.165	9
6	2.8-3.18	18	0.049	0.214	4.9
7	3.18-3.56	43	0.117	0.331	11.7
8	3.56-3.94	47	0.128	0.459	12.8
9	3.94-4.32	32	0.087	0.546	8.7
10	4.32-4.70	30	0.081	0.627	8.1
11	4.70-5.08	25	0.068	0.695	6.8
12	5.08-5.46	30	0.081	0.776	8.1
13	5.46-5.84	23	0.062	0.838	6.2
14	5.84-6.22	16	0.043	0.881	4.3
15	6.22-6.60	9	0.024	0.905	2.4
16	6.60-6.98	9	0.024	0.929	2.4
17	6.98-7.36	7	0.019	0.948	1.9
18	7.36-7.74	6	0.016	0.964	1.6
19	7.74-8.12	2	0.005	0.969	0.5
20	8.12-8.5	4	0.01	0.979	1
21	8.5-8.88	4	0.01	0.989	1

<u>2018</u>	<i>Class</i>	<i>fa</i>	<i>Fr</i>	<i>fré</i>	<i>fr%</i>
1	1.1-1.55	1	0.002	0.002	0.2
2	1.55-2	14	0.038	0.04	3.8
3	2-2.45	26	0.07	0.11	7
4	2.45-2.9	37	0.101	0.211	10.1
5	2.9-3.35	36	0.098	0.309	9.8
6	3.35-3.80	42	0.115	0.424	11.5
7	3.80-4.25	48	0.131	0.555	13.1
8	4.25-4.70	54	0.147	0.702	14.7
9	4.70-5.15	25	0.068	0.77	6.8
10	5.15-5.60	24	0.065	0.835	6.5
11	5.60-6.05	16	0.043	0.878	4.3
12	6.05-6.50	14	0.038	0.916	3.8
13	6.50-6.95	8	0.021	0.937	2.1
14	6.95-7.40	8	0.021	0.958	2.1
15	7.40-7.85	5	0.013	0.971	1.3
16	7.85-8.30	2	0.005	0.976	0.5
17	8.30-8.75	1	0.002	0.978	0.2
18	8.75-9.20	3	0.008	0.986	0.8
19	9.20-9.65	0	0	0.986	0
20	9.65-10.1	1	0.002	0.988	0.2

<u>2019</u>	<i>Class</i>	<i>fa</i>	<i>fr</i>	<i>fré</i>	<i>fr%</i>
1	1.4-1.95	12	0.032	0.032	3.2
2	1.95-2.5	29	0.079	0.111	7.9
3	2.5-3.05	37	0.101	0.212	10.1
4	3.05-3.6	70	0.191	0.403	19.1
5	3.6-4.15	40	0.109	0.512	10.9
6	4.15-4.70	62	0.169	0.681	16.9
7	4.70-5.25	36	0.098	0.779	9.8
8	5.25-5.80	31	0.084	0.863	8.4
9	5.80-6.35	16	0.043	0.906	4.3
10	6.35-6.90	14	0.038	0.944	3.8
11	6.90-7.45	11	0.03	0.974	3
12	7.45-8	6	0.016	0.99	1.6
13	8-8.55	0	0	0.99	0
14	8.55-9.1	0	0	0.99	0
15	9.1-9.65	0	0	0.99	0
16	9.65-10.2	0	0	0.99	0
17	10.2-10.75	1	0.002	0.992	0.2
18	10.75-11.3	0	0	0.992	0
19	11.3-11.85	0	0	0.992	0
20	11.85-12.4	0	0	0.992	0

<u>2020</u>	<i>Class</i>	<i>fa</i>	<i>Fr</i>	<i>fré</i>	<i>fr%</i>
1	1-1.41	2	0.005	0.005	0.5
2	1.41-1.82	5	0.013	0.018	1.3
3	1.82-2.23	22	0.06	0.078	6
4	2.23-2.64	23	0.062	0.14	6.2
5	2.64-3.05	34	0.092	0.232	9.2
6	3.05-3.46	45	0.122	0.354	12.2
7	3.46-3.87	47	0.128	0.482	12.8
8	3.87-4.28	39	0.106	0.588	10.6
9	4.28-4.69	30	0.081	0.669	8.1
10	4.69-5.1	34	0.092	0.761	9.2
11	5.1-5.51	32	0.087	0.848	8.7
12	5.51-5.92	16	0.043	0.891	4.3
13	5.92-6.33	16	0.043	0.934	4.3
14	6.33-6.74	7	0.019	0.953	1.9
15	6.74-7.15	9	0.024	0.977	2.4
16	7.15-7.56	3	0.008	0.985	0.8
17	7.56-7.97	1	0.002	0.987	0.2
18	7.97-8.38	0	0	0.987	0
19	8.38-8.79	0	0	0.987	0
20	8.79-9.2	0	0	0.987	0
21	9.2-9.61	1	0.002	0.989	0.2

<u>2021</u>	<i>Class</i>	<i>fa</i>	<i>fr</i>	<i>fré</i>	<i>fr%</i>
1	1.5-1.93	7	0.019	0.019	1.9
2	1.93-2.36	12	0.032	0.051	3.2
3	2.36-2.79	30	0.082	0.133	8.2
4	2.79-3.22	45	0.123	0.256	12.3
5	3.22-3.65	36	0.098	0.354	9.8
6	3.65-4.08	39	0.106	0.46	10.6
7	4.08-4.51	49	0.134	0.594	13.4
8	4.51-4.94	33	0.09	0.684	9
9	4.94-5.37	34	0.093	0.777	9.3
10	5.37-5.80	29	0.079	0.856	7.9
11	5.80-6.23	17	0.046	0.902	4.6
12	6.23-6.66	14	0.038	0.94	3.8
13	6.66-7.09	8	0.021	0.961	2.1
14	7.09-7.52	6	0.016	0.977	1.6
15	7.52-7.95	3	0.008	0.985	0.8
16	7.95-8.38	1	0.002	0.987	0.2
17	8.38-8.81	0	0	0.987	0
18	8.81-9.24	1	0.002	0.989	0.2
19	9.24-9.67	0	0	0.989	0
20	9.67-10.1	1	0.002	0.991	0.2



**A. Variation journalière :**

On a fait une analyse statistique pour les données qu'on a c'est la moyenne des vitesses mensuelle anarchiste de chaque année unitaire, pour la station d'étude à propos d'exemple que nous avons vu après, nous avons avoir la figure suivante :

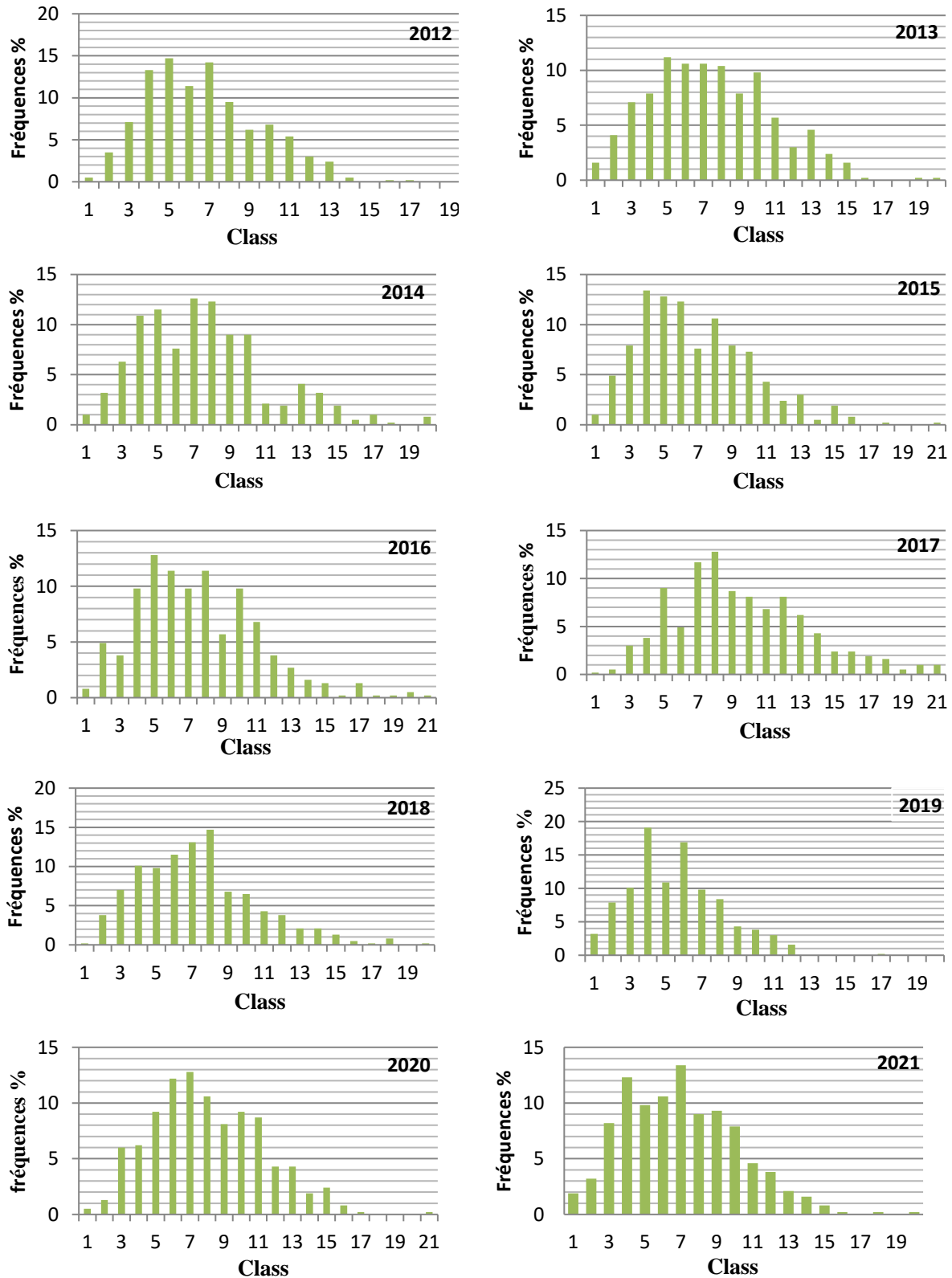


Figure 4. 14: Histogramme des distributions des fréquences pendant 10 ans.

A Ouargla la figure montrent à nous que la distribution des fréquences du vent pour vitesses moyennes journalière de chaque année seulement, ça nous donne que la distribution est différente par la différence de l'année, mais par figure il y a plusieurs classes ou la fréquence relative.

Par exemple à l'année 2015 la classe ou leur intervalle [1.3 m/s 10.75 m/s] elle était le pourcentage 1% et les classes simultanées 4.9% et 7.8%, le plus pourcentage de classe égal 13.4% puis 12.8%,12.3%,7.6%,10.6%,7.9%,7.3%,4.3%,2.4%,3%,0.7 % 1.9%0.8% qui reste sont divisées sur les autres années.

Dans la station d'Ouargla la fréquence relative généralement dans toutes les années étaient presque égales.

c-a-dire il n'y a pas intervalle globale majoritaire toutes les années [2012-2021] ils étaient le pourcentage d'une grande façon en 2019 l'intervalle [3.05-3.60] il figure 19.1%.

Dans les années suivantes [2014-2016-2017-2020], on retrouve la classe égale en valeur 12.8%.

#### 4.4.1.2. Variation des paramètres de Weibull :

En plus de la méthode de la moyenne arithmétique pondérée, les trois

Méthodes statistiques utilisées pour la modélisation des distributions statique du vent présentées en chapitre 2, sont :

- La loi de Weibull ;
- La loi Hybride de Weibull ;
- La loi de Rayleigh.

Lois utilisées pour la détermination de facteurs éoliens caractérisant un site, à savoir :

- La vitesse Moyenne du vent ;
- La vitesse cubique moyenne du vent ;
- La variance de la distribution des vitesses ;
- Le facteur de puissance ;
- L'indice de variation.

Plusieurs méthodes sont utilisées pour l'ajustement des données statistiques (détermination des coefficients k et C de Weibull). Nous allons citer les plus fréquemment utilisées, pour calculer le coefficient de forme utilise **La méthode graphique appelée aussi méthode des moindres carrée**, et pour calculer le paramètre d'échelle utilise aussi la méthode **graphique**:

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

Convertissez cette équation exponentielle en une équation linéaire comme celle-ci :

$$\text{Ln} [-\text{Ln}(-1F(V))] = k \text{Ln}(V) - k \text{Ln}(C)$$

Laisser

$$X_i = \text{Ln}(V_i)$$

$$Y_i = \text{Ln} \left[ \text{Ln} \left( \frac{1}{1 - F(V)} \right) \right]$$

Où  $i=1, 2, 3, \dots, n$

L'approximation linéaire de ces données est obtenue par la méthode des moindres carrés, sous la forme

$$Y = a + bX$$

$$\text{Ln} \left[ \text{Ln} \left( \frac{1}{1 - F(V)} \right) \right] = k \text{Ln}(V_i)$$

### 2012

bin	NO V	frq	frq %	f(V)	1-f(V)	Ln(1-f(V))	Ln(-Ln(1-f(V)))	Ln(V)
0	0	0	0	0	1	0		
1	0	0	0	0	1	0		0
2	27	0.0787	7.8717	0.07871	0.9212	-0.0819	-2.5011	0.6931
3	112	0.3265	32.6530	0.4052	0.5947	-0.5196	-0.6546	1.0986
4	91	0.2653	26.5306	0.6705	0.3294	-1.1103	0.1046	1.3862
5	61	0.1778	17.7842	0.8483	0.1516	-1.8864	0.6347	1.6094
6	40	0.1166	11.6618	0.9650	0.0349	-3.3528	1.2098	1.7917
7	10	0.0291	2.9154	0.9941	0.0058	-5.1445	1.6379	1.9459
8	2	0.0058	0.5831	1	0			

### 2013

bin	NO V	frq	frq %	f(V)	1-f(V)	Ln(1-f(V))	Ln(-Ln(1-f(V)))	Ln(V)
0	0	0	0	0	1	0		
1	2	0.0053	0.5347	0.0053	0.9946	-0.0053	-5.2284	0
2	39	0.1042	10.4278	0.1096	0.8903	-0.1161	-2.1531	0.6931
3	73	0.1951	19.5187	0.3048	0.6951	-0.3635	-1.0117	1.0986
4	100	0.2673	26.7379	0.5721	0.4278	-0.8490	-0.1635	1.3862
5	74	0.1978	19.7860	0.7700	0.2299	-1.4699	0.3852	1.6094
6	50	0.1336	13.3689	0.9037	0.0962	-2.3407	0.8504	1.7917
7	27	0.0721	7.2192	0.9759	0.0240	-3.7270	1.3156	1.9459
8	7	0.0187	1.8716	0.9946	0.0053	-5.2311	1.6546	2.0794
9	1	0.0026	0.2673	0.9973	0.0026	-5.9242	1.7790	2.1972
10	1	0.0026	0.2673	1	0			2.3025

### 2014

bin	NO V	frq	frq %	f(V)	1-f(V)	Ln(1-f(V))	Ln(-Ln(1-f(V)))	Ln(V)
0	0	0	0	0	1	0		
1	0	0	0	0	1	0		0
2	34	0.0934	9.3406	0.0934	0.9065	-0.0980	-2.3221	0.6931
3	100	0.2747	27.4725	0.3681	0.6318	-0.4590	-0.7785	1.0986
4	105	0.2884	28.8461	0.6565	0.3434	-1.0688	0.0665	1.3862
5	73	0.2005	20.0549	0.8571	0.1428	-1.9459	0.6657	1.6094
6	28	0.0769	7.6923	0.9340	0.0659	-2.7191	1.0003	1.7917
7	16	0.0439	4.3956	0.9780	0.0219	-3.8177	1.3396	1.9459
8	5	0.0137	1.3736	0.9917	0.0082	-4.7985	1.5683	2.0794
9	3	0.0082	0.8241	1	0			

**2015**

bin	NO V	frq	frq %	f(V)	1-f(V)	Ln(1-f(V))	Ln(-Ln(1-f(V)))	Ln(V)
0	0	0	0	0	1	0		
1	2	0.0054	0.5479	0.0054	0.9945	-0.0054	-5.2040	0
2	41	0.1123	11.2328	0.1178	0.8821	-0.1253	-2.0766	0.6931
3	105	0.2876	28.7671	0.4054	0.5945	-0.52	-0.6539	1.0986
4	79	0.2164	21.6438	0.6219	0.3780	-0.9726	-0.0277	1.3862
5	70	0.1917	19.1780	0.8136	0.1863	-1.6803	0.5190	1.6094
6	43	0.1178	11.7808	0.9315	0.0684	-2.6810	0.9861	1.7917
7	13	0.0356	3.5616	0.9671	0.0328	-3.4149	1.2281	1.9459
8	10	0.0273	2.7397	0.9945	0.0054	-5.2067	1.6499	2.0794
9	1	0.0027	0.2739	0.9972	0.0027	-5.8998	1.7749	2.1972
10	1	0.0027	0.2739	1	0			

**2016**

bin	NO V	frq	frq %	f(V)	1-f(V)	Ln(1-f(V))	Ln(-Ln(1-f(V)))	Ln(V)
0	0	0	0	0	1	0		
1	1	0.0027	0.2732	0.0027	0.9972	-0.0027	-5.9012	0
2	31	0.0846	8.4699	0.0874	0.9125	-0.0914	-2.3915	0.6931
3	100	0.2732	27.3224	0.3606	0.6393	-0.4473	-0.8044	1.0986
4	98	0.2677	26.7759	0.6284	0.3715	-0.9899	-0.0100	1.3862
5	66	0.1803	18.0327	0.8087	0.1912	-1.6541	0.5032	1.6094
6	45	0.1229	12.2950	0.9316	0.0683	-2.6837	0.9872	1.7917
7	14	0.0382	3.8251	0.9699	0.0300	-3.5047	1.2541	1.9459
8	7	0.0191	1.9125	0.9890	0.0109	-4.5163	1.5077	2.0794
9	3	0.0081	0.8196	0.9972	0.0027	-5.9026	1.7753	2.1972
10	1	0.0027	0.2732	1	0			

**2017**

bin	NO V	frq	frq %	f(V)	1-f(V)	Ln(1-f(V))	Ln(-Ln(1-f(V)))	Ln(V)
0	0	0	0	0	1	0		
1	2	0.0059	0.5952	0.0059	0.9940	-0.0059	-5.1209	0
2	32	0.0952	9.5238	0.1011	0.8988	-0.1066	-2.2378	0.6931
3	77	0.2291	22.9166	0.3303	0.6696	-0.4010	-0.9137	1.0986
4	82	0.2440	24.4047	0.5744	0.4255	-0.8542	-0.1575	1.3862
5	70	0.2083	20.8333	0.7827	0.2172	-1.5266	0.4230	1.6094
6	43	0.1279	12.7976	0.9107	0.0892	-2.4159	0.8820	1.7917
7	19	0.0565	5.6547	0.9672	0.0327	-3.4192	1.2294	1.9459
8	8	0.0238	2.3809	0.9910	0.0089	-4.7184	1.5514	2.0794
9	3	0.0089	0.8928	1	0			

**2018**

bin	NO V	frq	frq %	f(V)	1-f(V)	Ln(1-f(V))	Ln(-Ln(1-f(V)))	Ln(V)
0	0	0	0	0	1	0	#NOMBRE!	
1	1	0.0027	0.2747	0.0027	0.9972	-0.0027	-5.895	0
2	50	0.1373	13.7362	0.1401	0.8598	-0.1509	-1.8908	0.6931
3	72	0.1978	19.7802	0.3379	0.6620	-0.4123	-0.8858	1.0986
4	118	0.3241	32.4175	0.6620	0.3379	-1.0849	0.0815	1.3862
5	62	0.1703	17.0329	0.8324	0.1675	-1.7862	0.5801	1.6094
6	34	0.0934	9.3406	0.9258	0.0741	-2.6013	0.9560	1.7917
7	15	0.0412	4.1208	0.9670	0.0329	-3.4122	1.2273	1.9459
8	7	0.0192	1.9230	0.9862	0.0137	-4.2877	1.4557	2.0794
9	4	0.0109	1.0989	0.9972	0.0027	-5.8971	1.7744	2.1972
10	1	0.0027	0.2747	1	0			

**2019**

bin	NO V	frq	frq %	f(V)	1-f(V)	Ln(1-f(V))	Ln(-Ln(1-f(V)))	Ln(V)
0	0	0	0	0	1	0		
1	3	0.0084	0.8474	0.0084	0.9915	-0.0085	-4.7664	0
2	37	0.1045	10.4519	0.1129	0.8870	-0.1199	-2.1210	0.6931
3	95	0.2683	26.8361	0.3813	0.6186	-0.4802	-0.7335	1.0986
4	87	0.2457	24.5762	0.6271	0.3728	-0.9864	-0.0135	1.3862
5	72	0.2033	20.3389	0.8305	0.1694	-1.7749	0.5737	1.6094
6	37	0.1045	10.4519	0.9350	0.0649	-2.7338	1.0056	1.7917
7	16	0.0451	4.5197	0.9802	0.0197	-3.9233	1.3669	1.9459
8	5	0.0141	1.4124	0.9943	0.0056	-5.1761	1.6440	2.0794
10	1	0.0028	0.2824	0.9971	0.0028	-5.8692	1.7697	2.3025
13	1	0.0028	0.2824	1	0			

**2020**

bin	NO V	frq	frq %	f(V)	1-f(V)	Ln(1-f(V))	Ln(-Ln(1-f(V)))	Ln(V)
0	0	0	0	0	1	0		
1	4	0.0113	1.1363	0.0113	0.9886	-0.011	-4.4716	0
2	41	0.1164	11.647	0.1278	0.8721	-0.1367	-1.9893	0.6931
3	95	0.2698	26.988	0.3977	0.6022	-0.5070	-0.6791	1.0986
4	86	0.2443	24.431	0.6420	0.3579	-1.0273	0.0269	1.3862
5	72	0.2045	20.454	0.8465	0.1534	-1.8746	0.6284	1.6094
6	39	0.1107	11.079	0.9573	0.0426	-3.1555	1.1491	1.7917
7	13	0.0369	3.6931	0.9943	0.0056	-5.1704	1.6429	1.9459
8	1	0.0028	0.2840	0.9971	0.0028	-5.8636	1.7687	2.0794
9	1	0.0028	0.2840	1	0			

**2021**

bin	NO V	frq	frq %	f(V)	1-f(V)	Ln(1-f(V))	Ln(-Ln(1-f(V)))	Ln(V)
0	0	0	0	0	1	0		
1	1	0.0027	0.2777	0.0027	0.9972	-0.0027	-5.8847	0
2	29	0.0805	8.0555	0.0833	0.9166	-0.0870	-2.4417	0.6931
3	86	0.2388	23.8888	0.3222	0.6777	-0.3889	-0.9443	1.0986
4	104	0.2888	28.8888	0.6111	0.3888	-0.9444	-0.0571	1.3862
5	75	0.2083	20.8333	0.8194	0.1805	-1.7117	0.5374	1.6094
6	46	0.1277	12.7777	0.9472	0.0527	-2.9416	1.0789	1.7917
7	13	0.0361	3.6111	0.9833	0.0166	-4.0943	1.4096	1.9459
8	4	0.0111	1.1111	0.9944	0.0055	-5.1929	1.6473	2.0794
9	1	0.0027	0.2777	0.9972	0.0027	-5.8861	1.7725	2.1972
10	1	0.0027	0.2777	1	0			

**2012/2021**

bin	NO V	frq	frq %	f(V)	1-f(V)	Ln(1-f(V))	Ln(-Ln(1-f(V)))	Ln(V)
0	0	0	0	0	1	0		
1	16	0.0044	0.4471	0.0044	0.9955	-0.0044	-5.4077	0
2	361	0.1008	10.0894	0.1053	0.8946	-0.1113	-2.1951	0.6931
3	915	0.2557	25.5729	0.3610	0.6389	-0.4480	-0.8029	1.0986
4	950	0.2655	26.5511	0.6266	0.3733	-0.9851	-0.0149	1.3862
5	695	0.1942	19.4242	0.8208	0.1791	-1.7195	0.5420	1.6094
6	405	0.1131	11.3191	0.9340	0.0659	-2.7187	1.0001	1.7917
7	156	0.0435	4.3599	0.9776	0.0223	-3.8005	1.3351	1.9459
8	56	0.0156	1.5651	0.9932	0.0067	-5.0045	1.6103	2.0794
9	17	0.0047	0.4751	0.9980	0.0019	-6.2366	1.8304	2.1972
10	6	0.0016	0.1676	0.9997	0.0002	-8.1825	2.1020	2.3025
13	1	0.0002	0.0279	1	0			

Laisser

$$X_i = \text{Ln}(V_i)$$

$$Y_i = \text{Ln} \left[ \text{Ln} \left( \frac{1}{1 - F(V)} \right) \right]$$

Ou

$$Y = a + bX$$

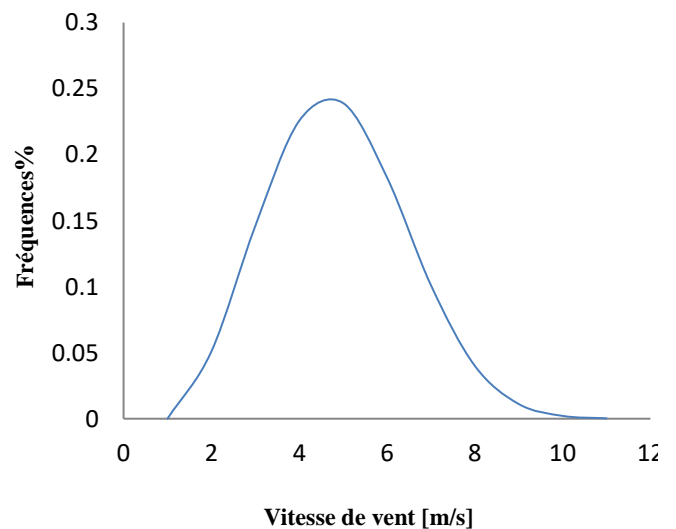
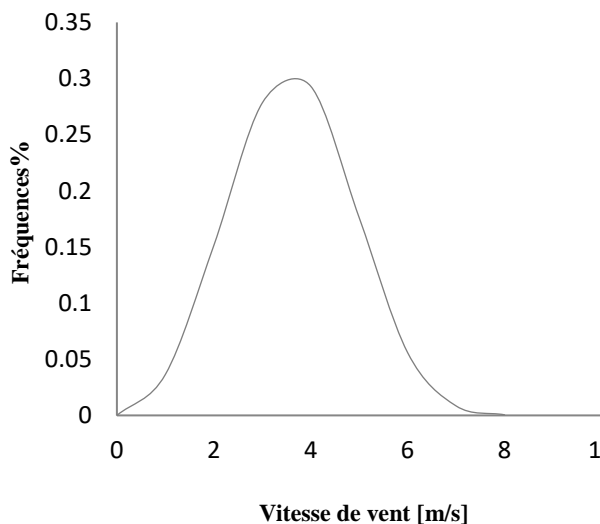
Ainsi les paramètres de Weibull sont obtenus comme :  $k = b$

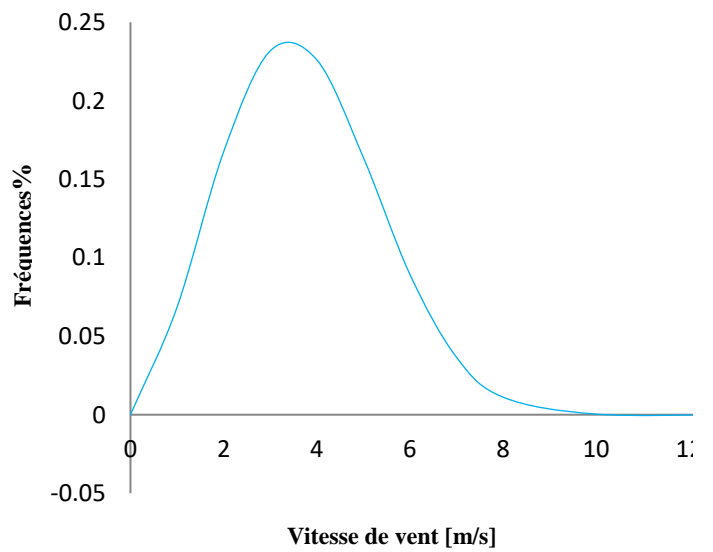
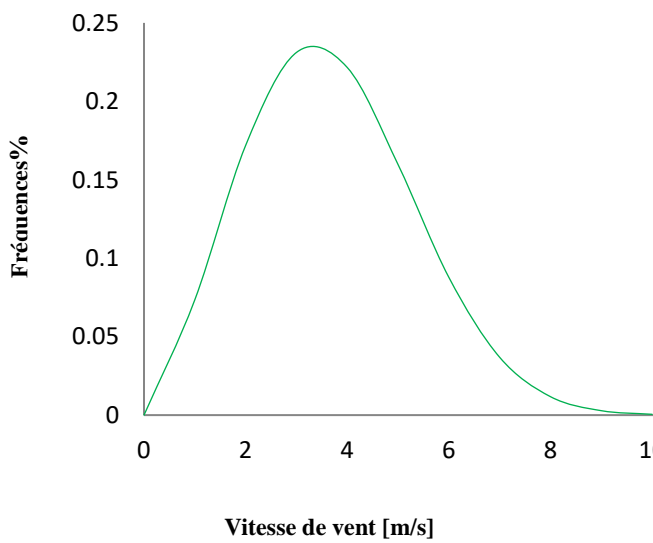
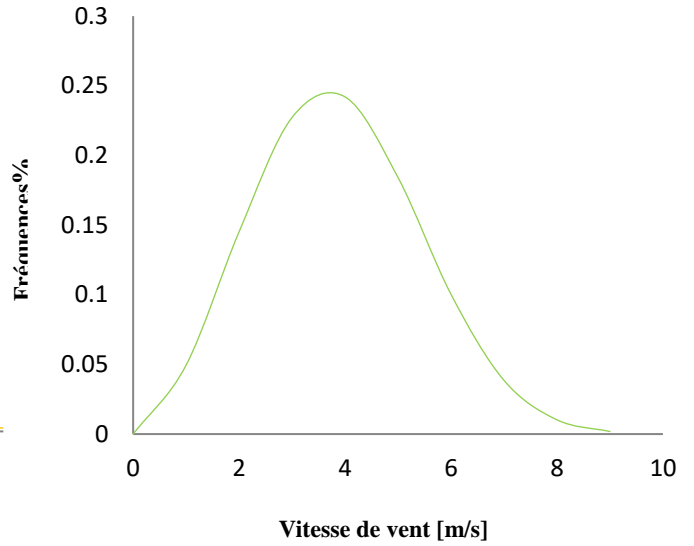
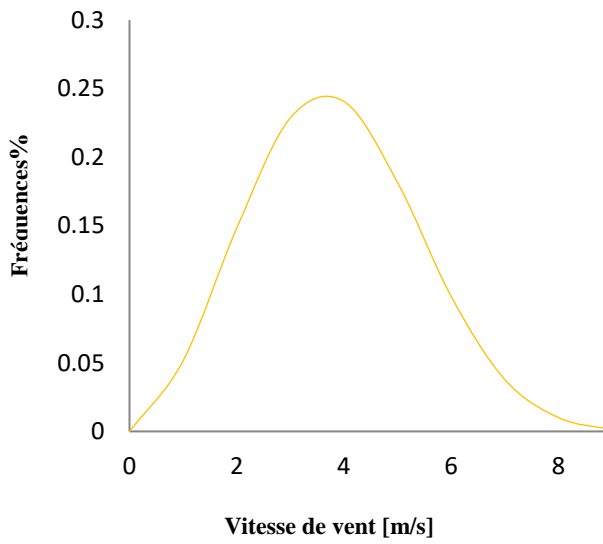
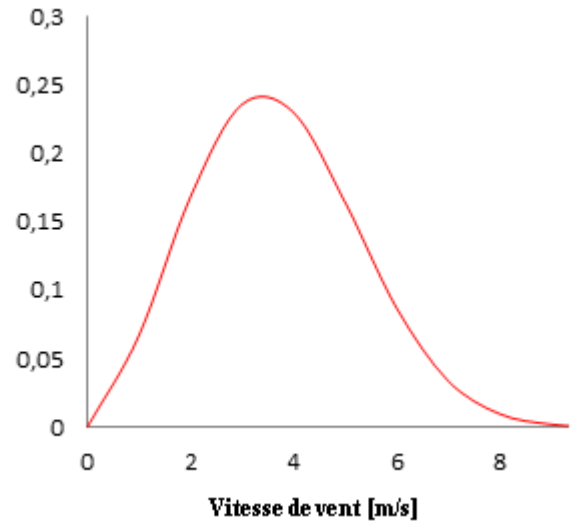
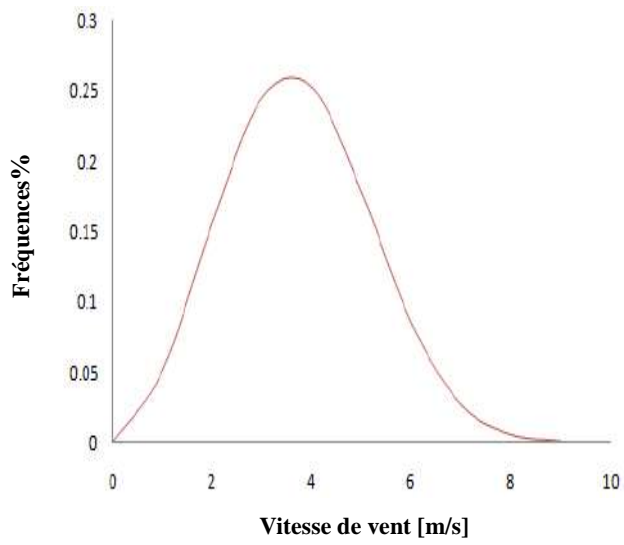
Et les paramètres d'échelle sont  $C = e^{-\frac{a}{b}}$

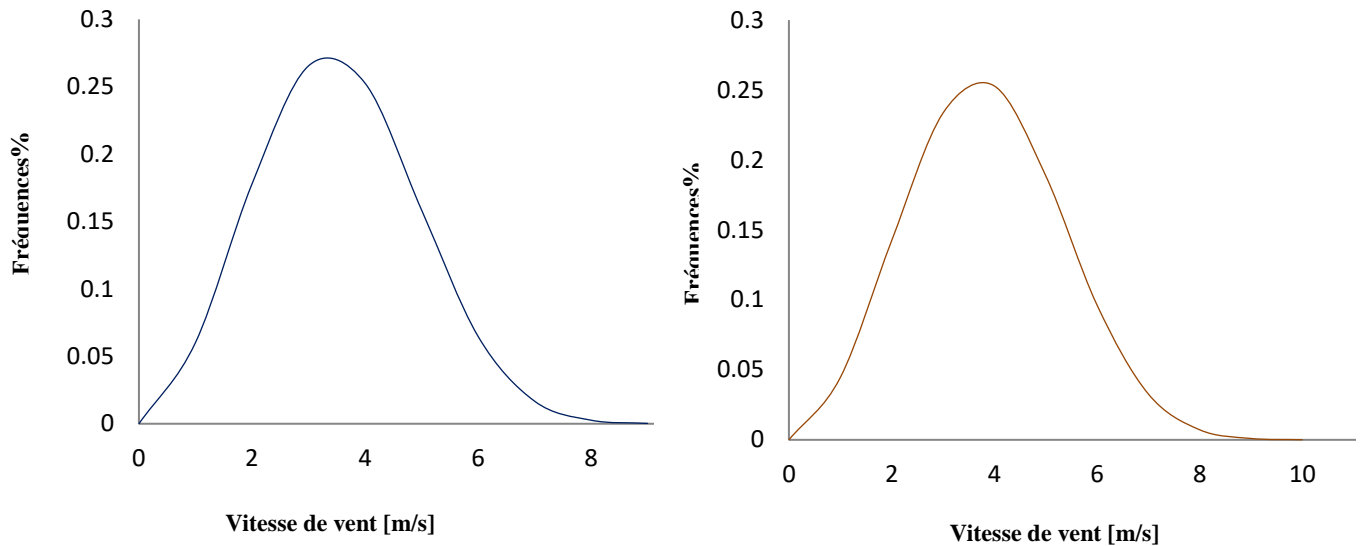
**Tableau 4. 1:** Variation des paramètres de Weibull C et k

année	a (intercepter)	K = b	C = e <sup>(-a/b)</sup>
<b>2012</b>	-4.460433665	3.189837421	4.048418589
<b>2013</b>	-3.939698883	2.669461577	4.374710062
<b>2014</b>	-3.971759554	2.766928604	4.201492587
<b>2015</b>	-3.601320703	2.516087022	4.184210445
<b>2016</b>	-3.93002597	2.676325021	4.342460908
<b>2017</b>	-3.979983498	2.700410323	4.365985688
<b>2018</b>	-3.46407575	2.422407117	4.178757105
<b>2019</b>	-3.560719344	2.477519646	4.208942153
<b>2020</b>	-3.798386618	2.747533769	3.984737002
<b>2021</b>	-4.133033106	2.81733558	4.336209776
<b>2012/2021</b>	<b>-3.756547422</b>	<b>2.596324755</b>	<b>4.249796779</b>

**A) Variation journalière de la distribution de Weibull pour chaque année :**







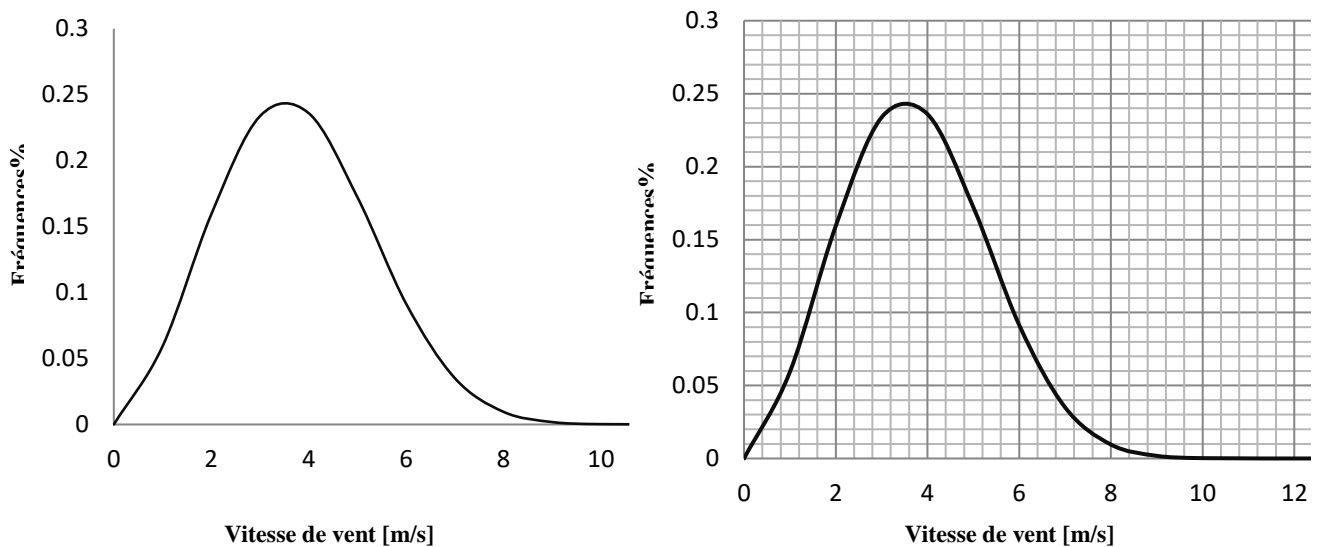
**Figure 4. 15:** Variation journalier de la distribution de Weibull pour chaque année.

Dans les figures ci-dessus on voit claire et net, à chaque paramètre de forme  $K$  est élevé, c-à-dire la distribution est étroite, avec des vents centralisés autour d'une valeur spécifique (intervalle spéciale) et quand la valeur de  $k$  faible, les vents distribués d'une façon très vastes.

Par contre quand le facteur d'échelle  $C$  leur valeur est très élevée, ça nous prouve qu'il trouve des vents, et quand il leur valeur est faible, ça prouve que les vents dans la zone ou dans le temps est faible,

Et toute ça figurés les dessins.

**B) Variation journalière de la distribution de Weibull pour 10 ans (2012/2021)**



**Figure 4. 16:** Variation journalier de la distribution de Weibull pour 10 ans (2012/2021).



#### 4.4.2. Paramètre de vent

Parmi les lois pour se trouvent dans le deuxième chapitre et le tableau 2.4, nous avons calculé les paramètres des vents qui nous à met dans le tableau suivant :

**Tableau 4. 2:** Paramètre de vent à Ouargla

Station d'Ouargla				
Anne	$\bar{V}$	$\bar{V}^3$	$\sigma$	$\sigma^2$
2012	3.58689887	87.58508629	1.87522749	3.517228133
2013	3.875993115	110.5151344	2.026365701	4.107033712
2014	3.722522432	97.90046083	1.946131366	3.788235075
2015	3.707210454	96.69733144	1.938126278	3.757134619
2016	3.847420364	108.089046	2.011427893	4.046705062
2017	3.86826332	109.8552595	2.022324571	4.090668939
2018	3.702378795	96.31974303	1.935600291	3.747347548
2019	3.729122748	98.42213961	1.949582005	3.801680643
2020	3.530476984	83.51662183	1.845730179	3.407446478
2021	3.841881862	107.6229232	2.008532368	4.035062687
2012/2021	3.765319946	101.3160898	1.968505868	3.875841813

#### 4.5. Potentiel énergétique éolien

##### 4.5.1. Modélisation de la puissance du vent :

Dans l'éolienne nous sommes obligés de transformer l'énergie dynamique des vents a une autre énergie dynamique rotative des ailes, tout ça par la méthode de pousser le vent aux ailes, et après cette transformation d'énergie, on trop de pertes (Limite de Betz, seuils machine et pertes de conversion). [1]

Et ça ce que nous voyons dans la figure qui figure la puissance disponible a une puissance utile, avec présentation des pertes trouvées.

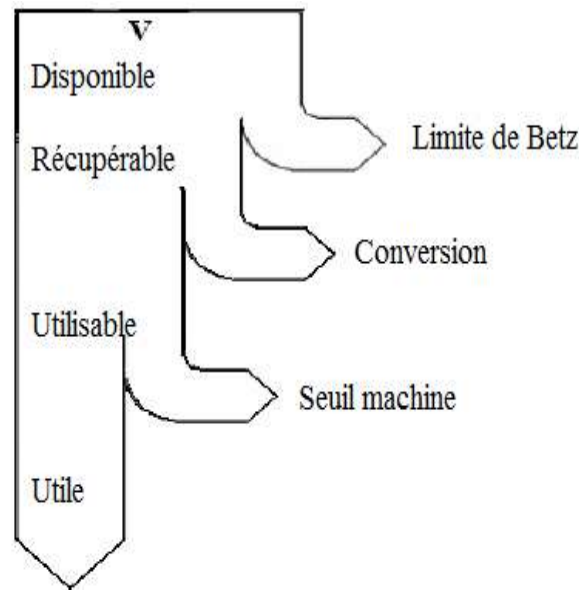


Figure 4. 17: Représentation schématique des dégradations successives de l'énergie éolienne avant utilisation

#### 4.5.2. Puissance théorique moyenne incidente du vent

Ça ce que nous cherche la puissance énergétique disponible, nous calculons l'énergie moyenne cinétique a Ouargla, pendant une unité du temps et unité de surface, au dépend de la vitesse qui se trouve chez nous avec la loi (2.68) suivantes :

$$P = \frac{1}{2} \rho \bar{V}^3$$

A savoir que  $\rho = 1.25 \text{ m}^3/\text{kg}$

Année	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2012/2021
$P_{thé}$	54.7406	69.0719	61.1877	60.4358	67.5556	68.6595	60.1998	61.5138	52.1978	67.2643	63.3225

Ces résultats ont les converties à des courbes figurantes qui sont représentées à la figure (4.18), et Histogramme (4.19).

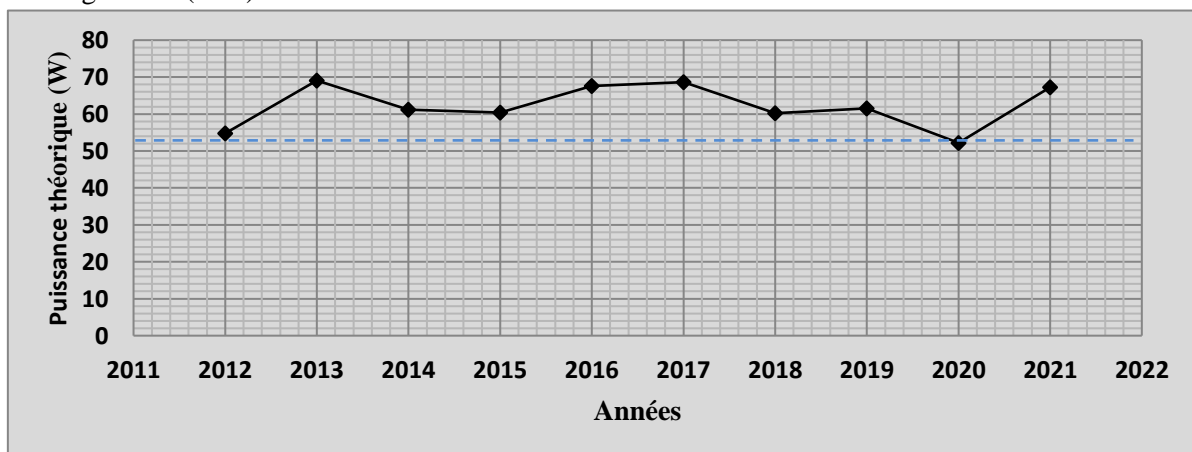


Figure 4. 18: Puissance théorique moyenne incidente du vent pour 10 ans

La puissance théorique moyenne d'un vent de 10 ans est estimée à 63.3225 W.

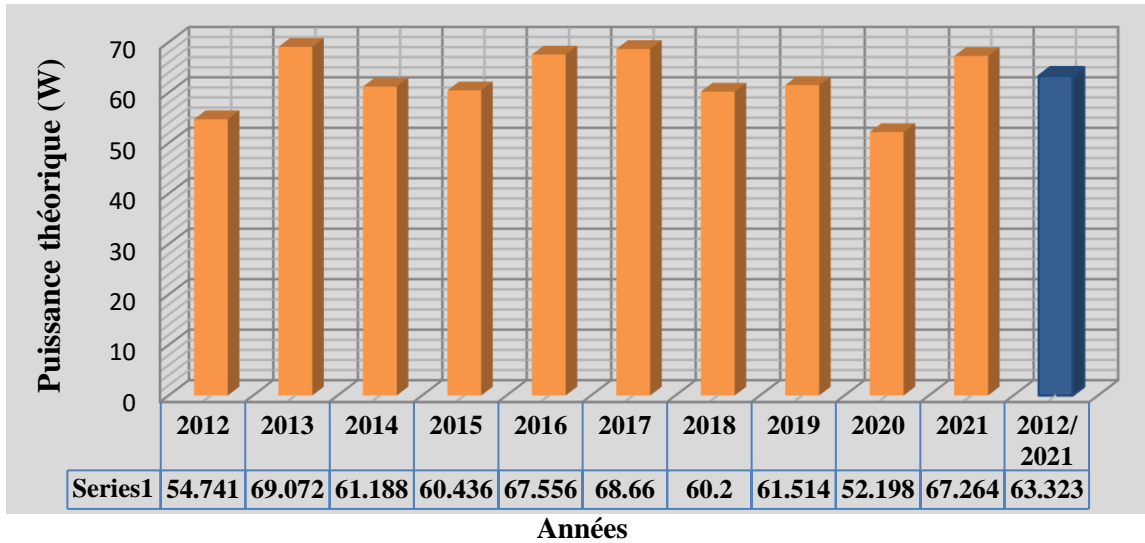


Figure 4. 19: Histogramme de puissance théorique moyenne incidente du vent pour chaque année et à 10 ans

Dans l'histogramme de puissance théorique moyenne, nous remarquons que chaque année la puissance diffère d'un autre, car elle a atteint la valeur la plus basse en 2012 estimée à 54.74W.

#### 4.5.3. La puissance théorique maximale récupérable (limite de Betz) :

La figure ci-dessous nous donne une idée sur le théorème de Betz que nous avons traité au 2<sup>ème</sup> chapitre :

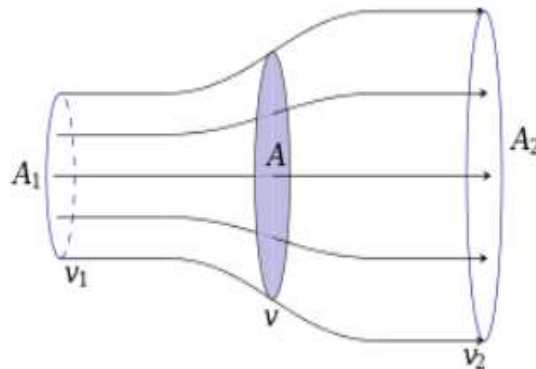


Figure 4. 20: Représentation du tube de courant

Où :  $V_0 > V_1 > V_2$

Ça signifie :  $V_2 = V_0 / 3$  avec  $V_1 = (V_0 + V_2) / 2$

$$\begin{cases} 0.66 V_0 \\ 0.33 V_0 \end{cases}$$

#### A) La puissance absorbée par le rotor par unité de surface :

Ici la surface A on suppose égale à  $1 \text{ m}^2$ , tandis que la relation sera :

$$P_{abs} = \rho V_1^2 (V_0 - V_2)$$

Anne	$V_0$	$V_1$	$V_2$	$P_{abs}$
2012	3.58689887	2.36735325	1.18367663	16.83565756
2013	3.875993115	2.55815546	1.27907773	21.2432851
2014	3.722522432	2.45686481	1.2284324	18.818485
2015	3.707210454	2.4467589	1.22337945	18.58721875
2016	3.847420364	2.53929744	1.26964872	20.77694092
2017	3.86826332	2.55305379	1.2765269	21.11644355
2018	3.702378795	2.44357	1.221785	18.51463849
2019	3.729122748	2.46122101	1.23061051	18.91876242
2020	3.530476984	2.33011481	1.1650574	16.05361489
2021	3.841881862	2.53564203	1.26782101	20.68734253
2012/2021	3.765319946	2.48511116	1.24255558	19.47503924

Ces résultats ont les converties à des courbes figurantes qui sont représentées à la figure (4.21), et Histogramme (4.22).

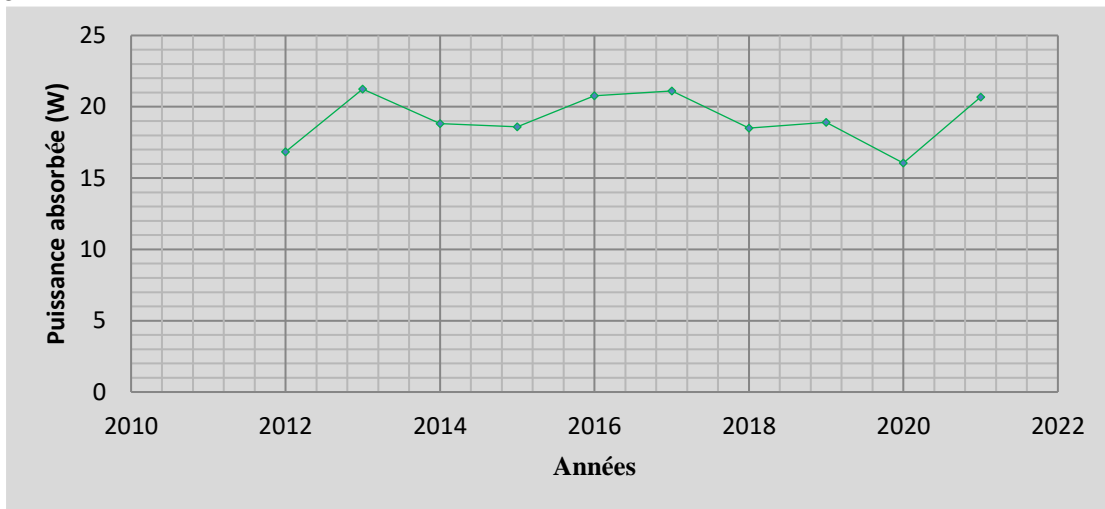


Figure 4. 21: Puissance absorbée par le rotor pour chaque année et à 10 ans

La puissance absorbée a atteint une valeur maximale en 2016 estimée à 21.116 W et a atteint sa valeur la plus basse en 2020 estimée à 16.053 w.

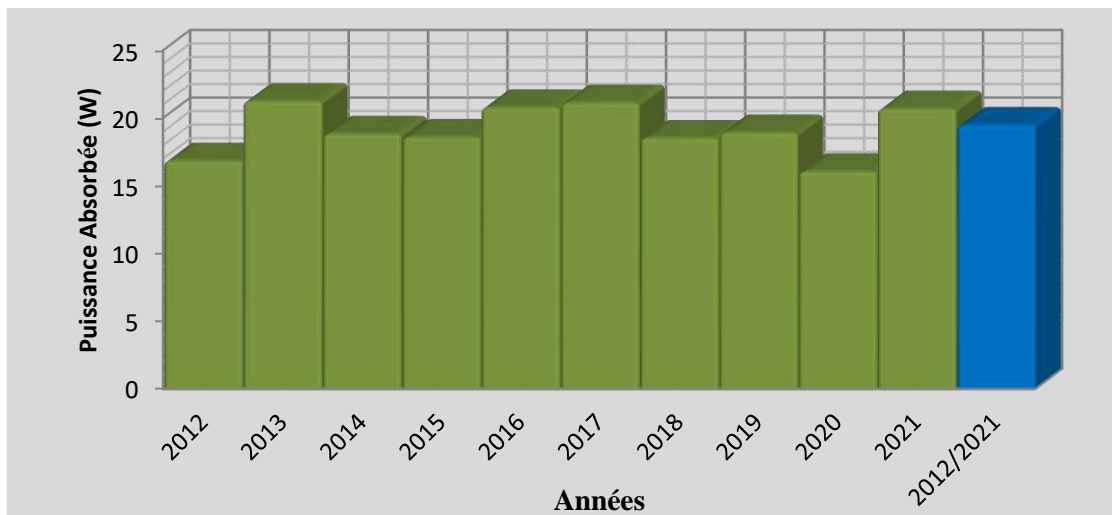


Figure 4. 22: Histogramme de puissance absorbée par le rotor pour chaque année et à 10 ans

Histogramme montre que la valeur de la puissance absorbée pour une période de 10 ans avec certains n'est pas inférieure aux autres années, elle a atteint une valeur estimée de 19.475 W.

**B) Moyenne puissance maximale récupérable :**

La puissance moyenne pendant une unité du temps et dans la surface A, dépend des les vitesses  $V_0, V_1, V_2$ , sur le théorème de Betz trouvez chez nous avec la loi suivante :

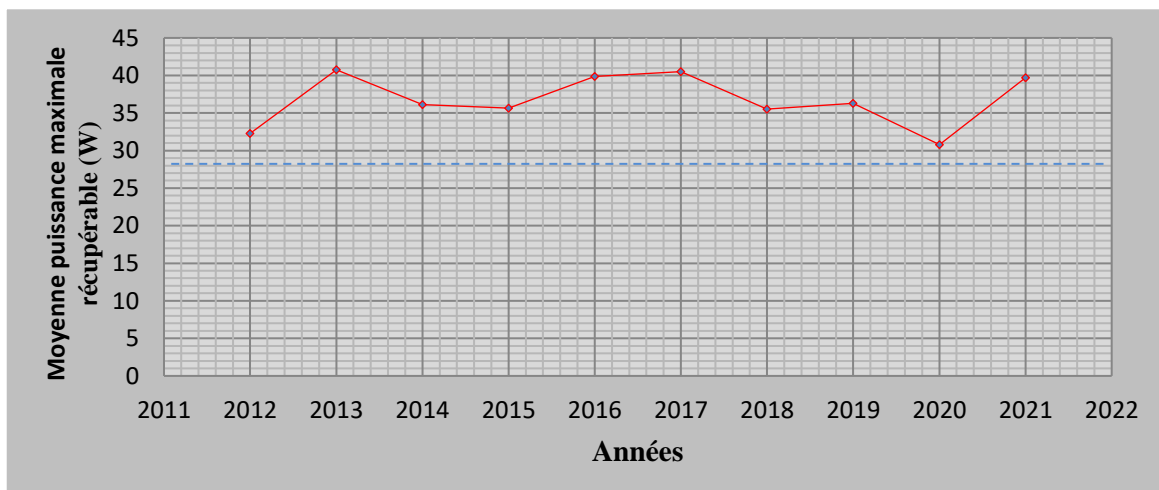
$$P = \frac{1}{2} \rho A V_1 (V_0^2 - V_2^2)$$

$$P_{Max} = \frac{16}{27} P_{the}$$

16/27 égale 0,59 c'est la limite de Betz

Anne	P <sub>thé</sub>	P <sub>max</sub>
2012	54.74067893	32.29700057
2013	69.071959	40.75245581
2014	61.18778802	36.10079493
2015	60.43583215	35.65714097
2016	67.55565375	39.85783571
2017	68.65953719	40.50912694
2018	60.19983939	35.51790524
2019	61.51383726	36.29316398
2020	52.19788864	30.7967543
2021	67.264327	39.68595293
<b>2012/2021</b>	<b>63.32255613</b>	<b>37.36030812</b>

Et on explique les résultats dans cette courbe pour les années :



**Figure 4. 23:** moyenne Puissance maximale récupérable du vent pour chaque année et à 10 ans

La différence entre les deux valeurs des puissances maximales et la puissance théoriques est faible. Car la valeur puissance maximale en 2013 est estimée à 40.75 W et la puissance

théorique en 2021 est estimée à 67.26 W.

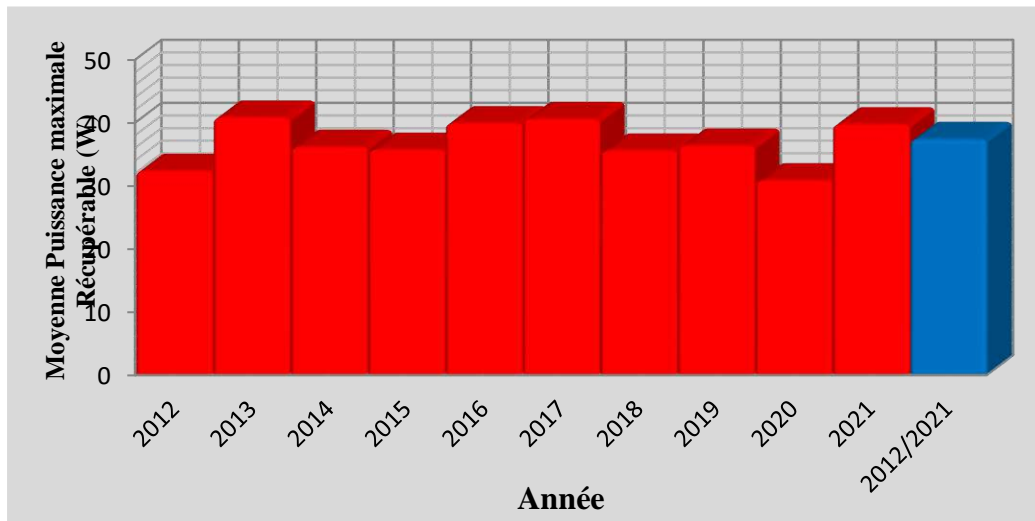


Figure 4. 24: Histogramme de Moyenne Puissance maximale récupérable du vent pour chaque année et à 10 ans

Histogramme montre plus la valeur de la puissance maximale et la puissance théorique sur 10 ans, car on note que la valeur théorique était supérieure à la valeur maximale.

**C) Energie moyenne récupérable sur une année :**

La puissance moyenne récupérable par unité de surface A égale à 1 m<sup>2</sup> est donnée :

$$P_r = 0,37 \bar{V}^3$$

Par contre la densité d'énergie moyenne récupérable qui symbolisait son  $\bar{E}$ , écrire la relation en un an est égale a :

$$\bar{E} = P_r \Delta t = 0,37 .24 .365 . \bar{V}^3 \text{ [KWh/m}^2\text{]}$$

Anne	$\bar{V}^3$	Pr	E
2012	87.585086	32.40648193	283880.7817
2013	110.51513	40.89059973	358201.6536
2014	97.900461	36.22317051	317314.9736
2015	96.697331	35.77801263	313415.3907
2016	108.08905	39.99294702	350338.2159
2017	109.85526	40.64644602	356062.8671
2018	96.319743	35.63830492	312191.5511
2019	98.42214	36.41619166	319005.8389
2020	83.516622	30.90115008	270694.0747
2021	107.62292	39.82048158	348827.4187
2012/2021	101.31609	37.48695323	328385.7103

Les résultats obtenus, traduire dans les deux formes suivantes :

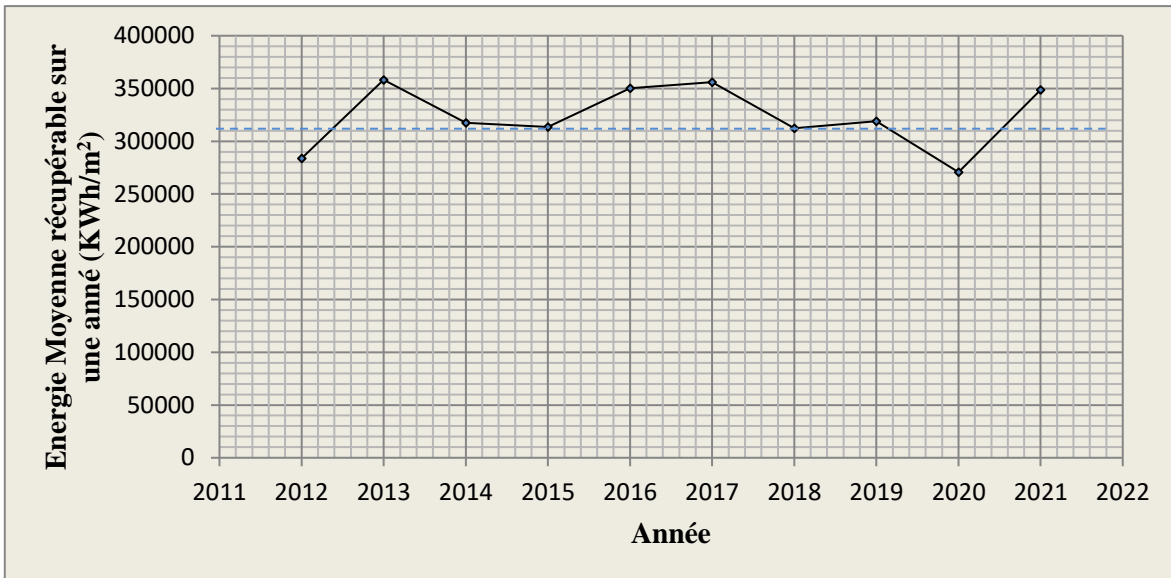


Figure 4. 25: Energie moyenne récupérable pour chaque année et à 10 ans

L'énergie récupérable moyenne a été importante en 10 ans, c'est-à-dire qu'elle a atteint son pic en 2013, estimé à 358201.6536 W, et la valeur la plus faible en 2020 est estimée à 270694.0747 W.

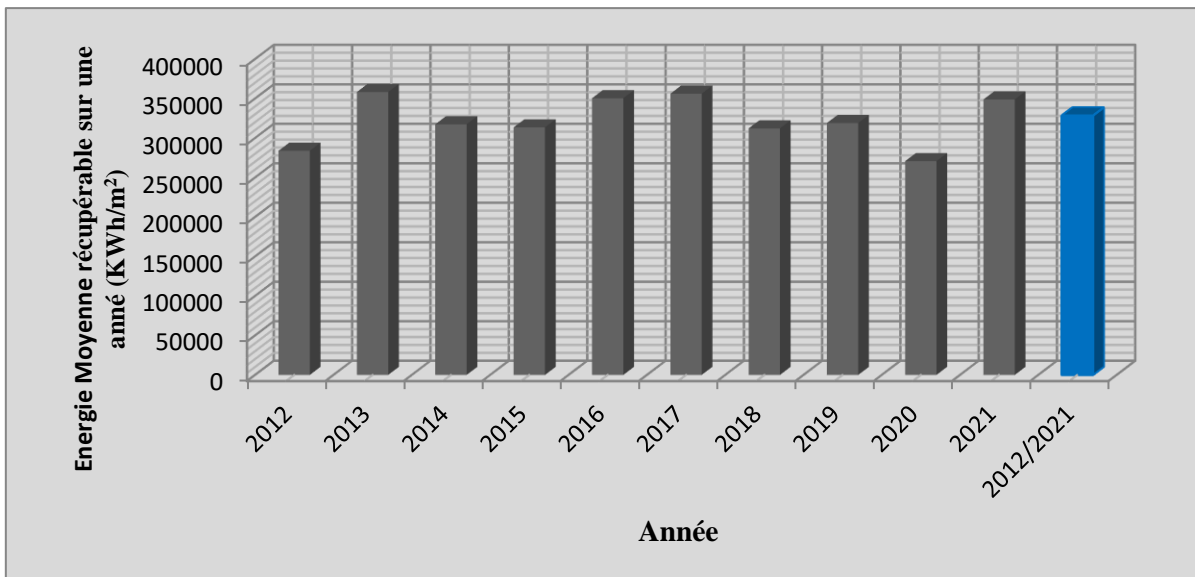


Figure 4. 26: Histogramme d'Energie moyenne récupérable pour chaque année et à 10 ans

Histogramme montre plus l'énergie moyenne récupérable que la valeur sur 10 ans, certains atteignant 328385.7103 W.

#### 4.5.4. Puissance utile par une éolienne :

Dans chaque unité d'éolienne, l'usine nous donne une trois paramètres techniques de vitesse est nécessaire pour fonctionner et ces vitesses sont :

- **La vitesse de démarrage  $V_D$**  : c'est la vitesse à partir de laquelle l'éolienne commence à produire de l'énergie. En deçà de ce seuil l'éolienne ne produit aucune énergie.
- **La vitesse nominale  $V_n$**  : c'est la vitesse à partir de laquelle, l'éolienne atteint son seuil maximal de production d'énergie. Ce seuil reste constant jusqu'à la vitesse de coupure.
- **La vitesse de coupure  $V_C$**  : c'est la vitesse à partir de laquelle l'éolienne arrête de produire de l'énergie pour cause d'arrêt automatique des pales par sécurité. Les vitesses au-delà de  $V_C$  n'ont aucun effet dans le calcul de l'énergie.

$$P_n = \frac{1}{2} \rho A V_n^3$$

$$V_n = \begin{cases} 0.67 \bar{V} \\ 0.79 \bar{V} \end{cases}$$

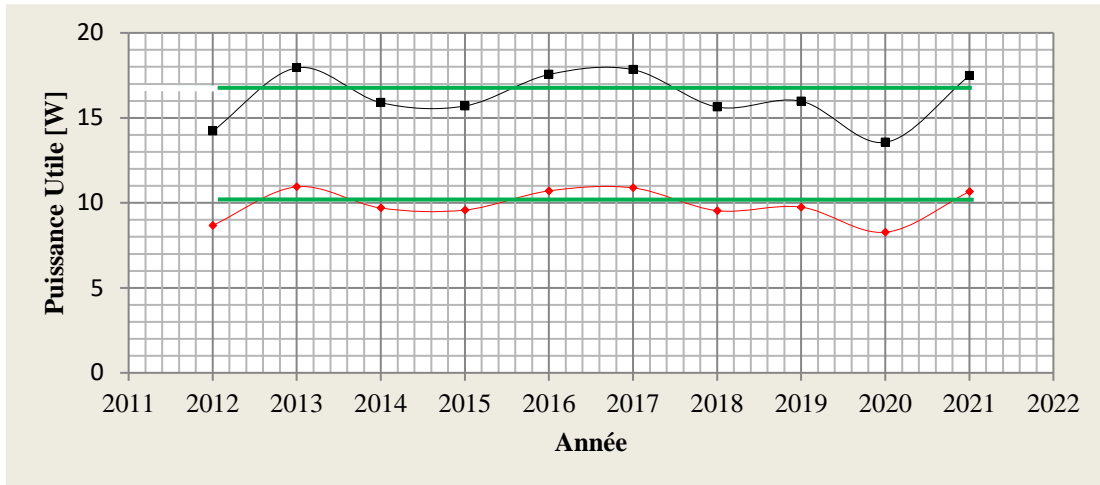
Avec ca nous donne ce tableau qui figure les vitesses nominales a station, et dans chaque année en suite le rendement [0.3 a 0.5], nous avons une puissance éolienne moyenne utile:

$$P_u = \frac{1}{2} \rho V_n^3$$

**Tableau 4. 3:** la vitesse et la puissance utile nominale en fonction le rendement de la machine [0.3 a 0.5] dans chaque année

Anne	V	$V_n$	$P_u$
2012	3.58689887	[2.4032 - 2.8336]	[8.67484697 - 14.2206251]
2013	3.875993115	[2.5969 - 3.0620]	[10.9459489 - 17.943629]
2014	3.722522432	[2.4940 - 2.9407]	[9.69653113 - 15.8954659]
2015	3.707210454	[2.4838 - 2.9286]	[9.57736742 - 15.7001215]
2016	3.847420364	[2.5777 - 3.0394]	[10.7056575 - 17.5497207]
2017	3.86826332	[2.5917 - 3.0559]	[10.8805917 - 17.8364894]
2018	3.702378795	[2.4805 - 2.9248]	[9.53996926 - 15.638815]
2019	3.729122748	[2.4985 - 2.9460]	[9.7482007 - 15.9801675]
2020	3.530476984	[2.3654 - 2.7890]	[8.27188674 - 13.5600548]
2021	3.841881862	[2.5740 - 3.0350]	[10.6594904 - 17.4740394]
2012/2021	3.76531995	[2.5227 - 2.9746]	[10.0348314 - 16.4500395]





**Figure 4. 27:** Variation des puissances utile.

La différence entre les deux valeurs des puissances utile, La première valeur est comprise entre [8,27 W à 10,94 W] et la seconde se limite à [13,56 W à 17,94 W], et la valeur moyenne de la puissance utile est égale à 10,03 W dans le cas rendement de la machine est de 0,3 et la valeur moyenne de la puissance utile est égale à 16,45 W dans le cas rendement de la machine est de 0,5.

#### 4.6. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons fait l'analyse numérique de la force utile moyenne et son intervalle nous mettent en bonne place pour choisir les éoliennes relatives pour la région de Ouargla, même dans ce chapitre nous peut déterminer la vitesse nominale attendu pour la région de Ouargla, tout cela nous laisse conclure des accords avec les usines et de manière scientifiquement et techniquement correcte, pour obtenir un bon rendement des champs que nous avons l'intention de cultiver.

# **Conclusion Général**

## CONCLUSION GENERAL

En fin Cette étude en résume tous que sont étudiées ici et ce que résultante de cette recherche. Premièrement, nous analysons la vitesse, anarchiques que nous avons faire venir à l'Office national de la météorologie de l'état de Ouargla de manière scientifique et une analyse statistique pour découvrir la possibilité de créer des gisements d'éoliennes dans cette région, et ce que nous produisons, c'est qu'il convient à cela.

En fait, nous avons analysé la vitesse turbulente pendant une période de 10 ans, et cette longue période donne une grande confiance dans les résultats de cette étude.

Aussi nous avons négligés le cadastre topographique de la zone, car si nous étudions la zone topographiquement il se Demande le temps et beaucoup de choses.

D'un autre coté le choix d'éolienne conforme à cette zone nous avons trouvés une difficulté de détermination l'éolienne conforme de la zone, parce que le rendement d'habitude se donne par L'usine, aussi les vitesses techniques représentées par la vitesse nominale, et par celui-ci en peut Calculer la puissance utile.

Mais nous sommes essais de déterminer d'une façon proche l'éolien à-propos de la zone dans un intervalle rendu limité entre  $[0,3 \text{ à } 0,5]$  comme nous avons vus avant, parce qu'à partir des Expériences qui passent, ont conclue cet intervalle, et de-là on peut déterminer l'intervalle de vitesse Nominale de chaque machine prévue de choisir à propos la zone, et aussi la puissance renouvelable actives prévue.

IL reste chez nous le diamètre de cercle à-propos (juste) parce qu'il est relié avec la longueur du MAT, et la force de vitesse des vents, et tandis que la zone on peut dire que la force des vents est moyen c'est surement on choisit éolienne à un diamètre de petit à moyen éolienne.

## **Références Et Bibliographie**

## Références & Bibliographie :

- [1] M. Ben medjahed, « Gisement éolien de la région côtière de Béni Saf Et son impact sur l'environnement », mémoire de Magister, Université Abou Bekr Belkaïd Tlemcen, Unité de Recherche Matériaux et Energies Renouvelable URMER Tlemcen. 2008.]
- [2] Atmo. hdf. Composition de l'atmosphère].
- [3] Http : //www. lyc-richelieu-rueil.ac-versailles.fr/arch]
- [4] site/svt1eso.la-structure-de-l-atmosphere]
- [5] N. Kasbadji merzouk Thèse de doctorat (évaluation du gisement énergétique éolien contribution a la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie) l'université Abou BekrBelkaïd de Tlemcen (2006).]
- [6] Fichaux.N,2003, Evaluation Du Potentiel Eolien Offshore Et Imagerie Satellitale, Thèse de doctorat, Ecole des Mines de Paris, pp.13.]
- [7] Jean- Christain,2004, Les énergies renouvelables, Deuxième édition réactualisée par Système Solaire, pp.41.]
- [8] Kost, B. Pfluger, W. Eichhammer, M. Ragwitz, Fruitful symbiosis: Why an export bundled with wind energy is the most feasible option for North African concentrated solar power. Energy Policy, Energy Policy 39 (2011) 7136–7145 Thèse de Doctorat, Ecole Nationale Polytechnique, Alger.].
- [9] Denis. B et V. Parades,2007, L'énergie éolienne, Projet de machine thermiques, INSA, Lyon, pp.15]
- [10] The World Factbook.
- [11] fr-fr.topographic-map
- [12] [Copyright Climatsetvoyages.com.]
- [13] *Nachida KASBADJI MERZOUK –Thèse De Doctorat « Evaluation Du Gisement Energétique Eolien Contribution A La Détermination Profil Vertical De La Vitesse Du Vent En Algérie ».*
- [14] (Revue des sciences économiques et juridiques de l'université de damas- volume 27- quatrième numéro 2011)
- [15] [Chang T.P., Performance comparaison of six numerical méthodes in estimating Weibull paramètres for wind speed énergie application. Appl Energy 2011; 88: 272-82.
- [16] [Seyit A. Akdag Ali Dinler. A new method to estimate Weibull parameters for wind energy applications. Energy Conversion and Management 50, 2009, 1761-1766]:
- [17] A.S. Akdag, A. Dinler, "A new method to estimate Weibull parameters for wind energy applications", Energy Conversion and Management, n. 50, pp. 1761–1766, 2009.
- [18] [H. Saleh, A. Abou El-Azmaly , S. Abdel-Hady, Assessment of different methods used to estimate Weibull distribution parameters for wind speed in Zafarana wind farm, Suez Gulf,Egypt, Energy 44 (2012) 710-719).
- [19] Justus C.G. et A. Mikhail, « Height Variation of Wind speed and Wind Distributions Statistics ». Geophysical Research Letters, vol. 3, N° 5, 1976//// Peterson E., « On the Use of Power Laws Estimates of Wind Power Potential » J. of Applied Meteorology, vol. 17, pp 390:394, 1978].
- [20] Tenneekes A., « The logarithmic wind profile » J. of Atmospheric sciences, vol. 30, pp : 234:238, 1973
- [21] J.A. Businger, J.C. Wyngaard, Y. Izumi, E.F. Bradley, Flux-profile relationships in

- the atmospheric surface layer, J. Atmos. Sci. 28 (1971) 181–189]:
- [22] Monin A.S. et A.M. Obukov, « Basic Regularity in Turbulent Mixing Surfaces Layer of the Atmospheric », Akad. Nauk. S.S.S.R., Trud Geof. Inst, 24, 151, 1954 .
- [23] [Poje S. et B. Cividini, « Assessment of Wind Energy Potential in Croatia » Solar Energy vol.41 N°6 pp 543 554, 1988
- [24] KHANTOUT Abdelkader –thèse de magister << établissement d'un gisement éolien des zones côtières algériennes en raison d'implantation des aérogénérateurs à petite puissance >> [2011/2012)
- [25] Saidou Madougou-Thèse << Etude du potentiel éolien du jet nocturne dans la zone sahélienne à partir des observations de radars profileurs de vent >>
- [26] <https://tpeeoliennelll.wordpress.com/introduction>
- [27] HARITZA CAMBLONG «Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des aérogénérateurs a vitesse variable «thèse de doctorat de l'école nationale supérieure d'arts et métiers, Paris , 2003.
- [28] METATLA SAMIR «Optimisation et régulation des puissances d'une éolienne à base d'une MADA » mémoire de magister de école nationale supérieure polytechnique d'Alger, 2009.
- [29] JAMATI Fady ÉTUDE NUMÉRIQUE D'UNE ÉOLIENNE HYBRIDE ASYNCHRONE AOÛT 2011
- [30] M. RAPIN.j.-M. NOEL, énergie éolienne, CHIRAT mars 2010
- [31] CH. BELFEDAL « Commande d'une machine asynchrone à double alimentation en vue de son application dans le domaine de l'énergie éolienne étude e expérimentation » Thèse de doctorat, Université d'Oran, 2007
- [32] P. LECKONT, M. Rapin, E. Szechenyi ; ' Éoliennes', Techniques de l'Ingénieur, BM E
- [33] Andrew Joseph Russell - Union Pacific Railroad Company - Windmill, Laramie (Wyoming) en 1868Bibliothèque de l'Université de Princeton. Department of Rare Books and Special Collection
- [34] M. F. Benatallah, « ETUDE DU POTENTIEL EOLIEN SUR QUELQUES SITES ALGERIENS » mémoire magistère, UNIVERSITE FERHAT ABBAS-SETIF
- [35] DELORD Jean-David, ROGER Emmanuel, , Étude d'un aérogénérateur Analyse fonctionnelle et comportementale ,France
- [36] SAYID MANSOUR " L'énergie éolienne et ses diverses applications: Exploitation, maintenance et installation d'éoliennes" 2018, p 101 , <https://www.noor-book.com/>
- [37] SAYID MANSOUR " L'énergie éolienne et ses diverses applications : Correction des inégalités dans les éoliennes "Université d'Alexandrie-1991, <https://www.noor-book.com/> ,p 91 en Arabe
- [38] L.Hanzo; ' Power Conversion and Control of Wind Energy systemes' , Edition IEEE press, 2011.
- [39] B. Denis, V. Paredes, « l'énergie éolienne », INSA, Lyon
- [40] <https://acim.nidec.com/generators/leroy-somer/products/power-alternators/alternators-for-windturbines>
- [41] L. Bouchaour, "Etude d'un écoulement incompressible autour d'un profil

tournant,"Univ.Mentouri Constantine, 2011.

[42] <https://www.windpowerengineering.com/cant-buy-turbine-can-buy-power/>

[43] DELORD Jean-David, ROGER Emmanuel, Lycée Maximilien Perret – Alfortville  
Académie de Créteil / Étud d'un aérogénérateur Analyse fonctionnelle et  
comportementale

[44] <https://www.indiamart.com/dalianhuarui-heavy/wind-turbine-gearbox.html>