



République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université Amar Thelidji- Laghouat

**FACULTE: Technologies**

**DEPARTEMENT : Electrotechnique**

**MEMOIRE DE MASTER**

**Présenté par :**

**BETAIMI Mohammed**

**BALLAOUI Yassin**

**DOMAINE : Sciences et Technologies.**

**FILIERE : Electrotechnique.**

**OPTION : Energies renouvelables.**

**Thème**

**Etude Techno-Economique d'une centrale Eolienne  
A La Région De Hassi R'mel**

**Jury de soutenance :**

<b>Nom et Prénom</b>	<b>Grade</b>	<b>qualité</b>
<b>BIRANE Mouhoub</b>	<b>MCA</b>	<b>Président</b>
<b>HAMDI Abd El Wahab</b>	<b>MAA</b>	<b>Examineur</b>
<b>BOUCHIBA Oum El Kheir</b>	<b>MCB</b>	<b>Encadreur</b>
<b>CHETTIH Saliha</b>	<b>Professeur</b>	<b>Co -Encadreur</b>

**Promotion : 2021/2022**

# *Dédicace*

*Je dédie ce mémoire*

*A mes chers parents pour leur amour  
inestimable, leur confiance, leur soutien, leurs  
sacrifices et toutes les valeurs qu'ils ont su  
m'inculquer.*

*A toute ma famille, mes frères, ma sœur.*

*A tous ceux qui m'ont aidé de loin ou de près  
durant mes études, mes amis et tous ceux que  
j'aime.*

*À Toute la promotion d'Énergies renouvelables*

*2022*

*Betaïmí Mohammed*

# Dédicace

“

*Je dédie mes salutations à la grande famille, ma chère grand-mère (A/M) et mon cher grand-père (M/M). Que dieu prolonge leur vie.*

*Mes très chers parents qu'ont fait de moi ce que je suis aujourd'hui et qui ont veillé de guider mes pas durant toute ma vie par leurs aides, leur grande émotion, leurs sacrifices, et leur soutien et encouragement pendant la réalisation du projet de fin d'étude.*

*À Mes frères et sœurs, vous être la source de ma force. À Chers oncles, leurs femmes et leurs enfants. Chère tante et sa fille. Mes oncles et tantes et leurs enfants. et chaque famille BALLAOU .et tous ceux qui me connaissent de près ou de loin.*

*À Mes amis : A.HAKIM ; O. HACHEMI ; A.ABDALKADIR  
N.RADHWANE ; S.ABD EL MAOULA ; H.TAYEB*

*Mes amis en résidence universitaire à 3 miles*

*À Toute la promotion d'Energies renouvelables  
2022*

”

*BALLAOU YASSIN*

# Remerciements

*Avant tout, nous remercions notre DIEU le Tout-puissant de m'avoir donné le courage, la volonté, la patience et la santé durant toutes ces années d'études et que grâce à lui ce travail a pu être réalisé.*

*Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude à notre encadrante, Mme O. BOUCHIBA, pour ses encouragements et son suivi constants, ainsi que sa rigueur et ses précieux conseils. Sans sa perspicacité et son soutien, ce travail aurait été impossible à mener à bien. Ses connaissances et son expérience resteront une source constante d'apprentissage pour nous. Nous lui devons notre gratitude. C'est avec beaucoup de plaisir que j'exprime ici ma profonde gratitude à Mme CHETTIA SALIHA (Professeur), mon co-encadreur de thèse, pour sa encadrement et soutien, sa patience, sa disponibilité et la confiance qu'elle m'a témoignée. Je remercie également les membres du jury Qui ont accepté d'examiner et d'estimer ce travail.*

*Nous remercions au Département de technologies de l'université Amar Telidji de Laghouat et à tous les enseignants pendant les années de cours. Nous tenons également à exprimer notre plus profonde gratitude à nos familles pour leur formidable soutien moral et leur encouragement au fil des ans. De nombreuses personnes nous ont aidés et encouragés lors de la préparation de cette lettre. Qu'ils soient tous chaleureusement remerciés. Enfin, nos remerciements à toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce projet de fin d'études.*

# Liste des symboles

$m$	Masse du volume d'air (kg)
$\rho$	Masse volumique de l'air
$V$	Vitesse instantanée du vent (m/s)
$E_C$	Energie cinétique (joules)
$P_{\text{théorique}}$	Puissance théorique du vent (disponible) contenue dans un cylindre de section $S$
$S$	Surface balayée par le rotor éolien (m <sup>2</sup> )
$P_m$	Puissance disponible
$P_{\text{th}}$	Puissance incidente
$C_P$	Grandeur variable inférieure à 1
$F(V)$	La fréquence d'occurrence de la vitesse du vent
$ff_0$	Le pourcentage de vitesses de vent nulles
$Z$	L'altitude en m à laquelle on désire calculer la vitesse du vent
$V(Z)$	La vitesse en m/s à calculer
$Z_R$	L'altitude de référence en m
$V(Z_R)$	La vitesse connue à l'altitude de référence en m/s
$Z_0$	La rugosité en m
$A$	La surface en [m <sup>2</sup> ]
$F(V)$	La densité de probabilité de présence de la vitesse du vent
$P_e(V)$	La puissance caractéristique de la courbe de puissance de l'éolienne
$T$	Le temps de la période de calcul
$P_n$	La puissance nominale de l'éolienne.
$V_c$	La vitesse de démarrage de l'éolienne.
$V_f$	La vitesse d'arrêt de l'éolienne
$V_R$	La vitesse nominale de l'éolienne
$K(h)$	Le facteur de forme de Weibull à la hauteur du moyeu de l'éolienne
$C(h)$	Le facteur d'échelle de Weibull à la hauteur du moyeu de l'éolienne
$P_n$	La puissance nominale de WCS

$C_f$	Le facteur de capacité
$E_h$	Le taux de fonctionnement
$I$	La dimension du terrain perpendiculaire à la direction prédominante du vent
$L$	La dimension du terrain parallèlement à la direction prédominante du vent
$D$	Le diamètre du rotor de la machine
$H$	Hauteur du pylône.
$N_1$	Le nombre d'aérogénérateurs par rangée.
$N_2$	Le nombre de rangée d'aérogénérateurs
$N$	Le nombre total d'aérogénérateurs à placer sur le site.
$IC$	Le coût d'investissement initial
$Com(p)$	La valeur actualisée des coûts d'exploitation et de maintenance pendant la durée de vie du système
$E_{gwt}$	L'énergie totale générée par l'éolienne pendant toute sa durée de vie

# Liste des figures

Figure (I.1) : Conversion de l'énergie cinétique du vent. ....	3
Figure(I.2) : différents types de dunes. ....	5
Figure (I.3) : Dunes souvent rencontrées dans le Sahara Algérien. ....	5
Figure(I.4):Indicateurs biologiques. ....	6
Figure (I.5): L'anémomètre. ....	6
Figure (I.6) : Girouette. ....	7
Figure (I.7) : La rose de vent.....	8
Figure(I.8): Variabilités temporelle de la vitesse du vent. ....	9
Figure(I.9) : Composition d'un aérogénérateur horizontal. ....	12
Figure (I.10) : Technologie éolienne à axe vertical.....	15
Figure (I.11) : Technologie éolienne à axe horizontale.....	16
Figure (I.12) :Diagrammes de la puissance utile sur l'arbre en fonction de la vitesse du vent. ....	20
Figure (I.13) :chaine de conversion éolienne. ....	21
Figure (III.1) : le site étudié- région Hassi R'mel .....	35
Figure (III.2): La distribution annuelle de Weibull.....	36
Figure (III.3): La distribution mensuelle de Weibull .....	36
Figure (III.4): Variation mensuelle de la vitesse du vent [m/s].....	37
Figure (III.5): Variation mensuelle de la densité de puissance [W/m <sup>2</sup> ] .....	37
Figure (III.6) : Distribution de Weibull a déférente hauteur. ....	38
Figure (III.7):Courbes de puissance des éoliennes choisies.....	40
Figure (III.8): densité de probabilité des vitesses du vent des éoliennes choisies. ....	41
Figure (III.9): la production annuelle et le facteur de capacité de chaque éolienne. ....	42
Figure (III.10): la production annuelle et le facteur de capacité de chaque centrale. ....	43

# Liste des tableaux

Tableau (I.1) : Différentes classes de rugosité. ....	11
Tableau (I.2) : Classification des éoliennes . ....	17
Tableau (II.1) : les expressions des vitesses moyennes cubiques moyennes et la variance.....	27
Tableau (III.1) : les paramètres du vent de la région (à10m) .....	36
Tableau (III.2) : les paramètres du vent mensuel de la région (à10m).....	38
Tableau (III.3) : les paramètres du site à déférente hauteurs. ....	39
Tableau (III.4): Données techniques des différentes éoliennes commerciales utilisées .....	40
Tableau (III.5) : les paramètres du site pour les éoliennes choisies .....	41
Tableau (III.6) : Production annuelle, capacité facteur, et taux de fonctionnement de chaque éolienne .....	43
Tableau (III.7) : dimensions optimale de terrain d'implémentation. ....	44
Tableau (III.8) : Gamme de coût spécifique des éoliennes. ....	44
Tableau (III.9) : Analyse des coûts pour chaque éoliennes (\$/kWh). ....	45
Tableau (III.10) :Analyse des coûts pour une centrale éolienne de 16 MW installée à l'aide de différents modèles d'éoliennes (\$/kWh). ....	46

# SOMMAIRE

Dédicace

Remercîments

Liste des symboles.....	i
Liste des figures.....	iii
Liste des tableaux.....	iv
Introduction Générale.....	1

## **Chapitre I Généralité sur le système éolien**

I.1. Introduction.....	3
I.2. Définition de l'énergie éolienne.....	3
I.3.Caractérisation du vent .....	3
I.3.1 Origine du vent .....	4
I.3.2 Mesure du vent .....	4
I.3.2.1.Indicateurs écologiques .....	4
I.3.2.2.Anémomètres et Girouette.....	6
I.3.2.3 La rose des vents .....	7
I.3.3.Caractérisation spatio-temporelle du vent .....	8
I.3.3.1.Caractérisation temporelle .....	8
I.3.3.2.Caractérisation spatiale .....	9
I.3.3.3.Rugosité du vent .....	10
I.4 Système de conversion éolien .....	12
I.4.1.Composantes d'un aérogénérateur .....	12
I.4.2.Principe de fonctionnement d'éolienne .....	13
I.4.3. Les différents types d'éoliennes .....	14
I.4.3.1. Eolienne à axe vertical .....	14
I.4.3.2. Eoliennes à axe horizontal .....	16
I.4.4. Classifications des éoliennes selon la puissance.....	17
I.5. Potentiel éolien .....	17
I.5.1. Puissance d'une éolienne .....	17
I.5.2. Le coefficient de puissance.....	17
I.5.3. Limite de Betz .....	18
I.6. La chaîne de conversion éolienne .....	21

I.7. Modes d’installation éolienne .....	22
I.7.1.Mode autonome.....	22
I.7.2.Mode connectées au réseau .....	22
I.7.3.Mode hybride.....	23
I.8. Conclusion .....	23

## **Chapitre II Modélisation du système éolien**

II.1. Introduction .....	24
II.2. Modélisation du vent .....	24
II.2.1. Variabilité temporelle du vent .....	24
II.2.2. paramètres du vent .....	25
II.3. Variabilité spatial du vent .....	27
II.3.1. Loi de cisaillement du vent .....	27
II.3.2. Extrapolation verticale des paramètres de Weibull .....	28
II.4. Modélisation du potentiel énergétique éolien .....	28
II.4.1. Densité de puissance disponible .....	28
II.4.2. Densité d’énergie annuelle récupérable maximale .....	29
II.4.3. Productivité éolienne(WPP) .....	29
II.4.4. Évaluation des performances des éoliennes .....	29
II.4.5. Facteur de capacité .....	29
II.4.6. Taux de fonctionnement .....	30
II.5. Implémentation de la centrale .....	30
II.5.1. Condition de l’installation .....	30
II.6. Etude économique.....	31
II.6.1. La valeur actuelle des coût.....	31
II.6.2. Le coût actualisé de l’énergie .....	32
II.7. Conclusion .....	33

## **Chapitre III Etude et dimensionnement d'une centrale éolien**

III.1. Introduction .....	34
III.2. présentation du site .....	34
III.3. Résultats de la simulation .....	35
III.3.1. Etude à 10m .....	35
III.3.2. Extrapolation des paramètres du vent .....	38

III.4. Adaptation et choix des aérogénérateurs.....	39
III.5. Analyse des coûts énergétiques .....	44
III.6. Conclusion .....	46
Conclusion Générale .....	47
Annexe	
Résumé	

# **Introduction Générale**

## **Introduction générale**

Le vent est une source d'énergie gratuite, propre et inépuisable. Elle a servi l'humanité pendant des siècles pour propulser les navires et faire fonctionner les éoliennes pour moulin à grain et pomper l'eau. Les deux sources d'énergie, autres que les hydrocarbures capables de fournir de l'énergie à long terme, sont le charbon et le nucléaire. Plusieurs études estiment qu'il y a eu suffisamment de charbon depuis des siècles au rythme actuel de consommation. Le charbon et le nucléaire posent de sérieux problèmes environnementaux. Le charbon nécessite de grandes opérations minières. La combustion du charbon peut perturber l'équilibre thermique de la planète. La production de dioxyde de carbone et de soufre peut affecter négativement l'atmosphère et la capacité de la planète à produire de la nourriture pour ses habitants. Le principal problème est l'élimination des déchets radioactifs, qui est la principale source de préoccupation pour de nombreux écologistes car il n'y aura pas de solution satisfaisante (sûre et durable), et à cause de ces problèmes, l'énergie éolienne et d'autres formes d'énergie durable peuvent devenir une source d'énergie majeure malgré les coûts légèrement plus élevés que le charbon ou le nucléaire.

L'énergie éolienne peut contribuer de manière fondamentale à l'équilibre énergétique à l'échelle mondiale, l'énergie éolienne est devenue une source d'électricité très importante. Elle joue un rôle majeur sur les marchés mondiaux de l'énergie.

Le premier chapitre comprendra des généralités sur le vent, les éoliennes, nous présenterons la machine, ses différents composants.

Dans le deuxième chapitre nous présentons les différents modèles utilisés pour la modélisation de la vitesse du vent pour l'estimation de la production énergétique d'une éolienne ainsi qu'une méthode pour estimer le coût du kWh produit.

Le dernier chapitre de ce travail consiste à présenter les différents résultats obtenus dans l'étude du gisement éolien de la région. La vitesse moyenne, densité de puissance moyenne ainsi que les deux paramètres de Weibull seront présentés à 10m du sol, par ailleurs nous comprenons l'estimation de la production énergétique annuelle d'une centrale éolienne d'une

puissance nominale de 16 MW. En dernier lieu, nous estimerons le coût du kWh produit par la centrale éolienne.

Finalement une conclusion générale résumera tous les résultats obtenus dans ce présent mémoire.

# **Chapitre I**

## **Généralité sur le système éolien**

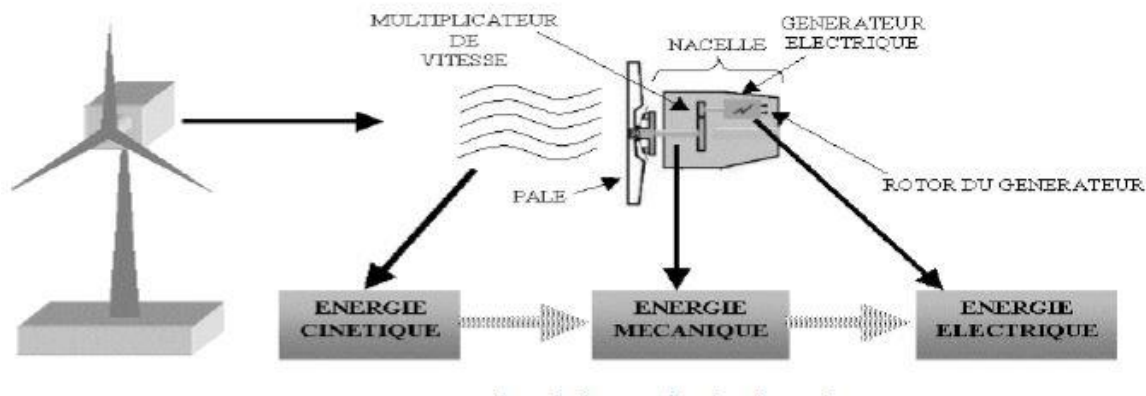
## **I.1. Introduction**

Les éoliennes convertissent l'énergie du vent en énergie électrique, dont le maximum d'énergie émis ne dépend pas seulement de la machine, mais aussi des limites de la vitesse du vent.

L'électricité produite par les éoliennes est utilisée pour les circuits de charge de batterie, les systèmes de production d'énergie résidentiels, les systèmes de production distribuée et les grands réseaux de services publics. Les différents éléments des éoliennes sont conçus pour maximiser cette conversion énergétique ; d'une manière générale, une bonne adéquation entre les caractéristiques couple/vitesse de la turbine et de la génératrice électrique est indispensable. [1]

## **I.2. Définition de l'énergie éolienne**

L'énergie éolienne (du mot grec Eole, le Dieu du vent) est l'énergie produite par le vent. On appelle énergie éolienne, la conversion de la force des vents en énergie mécanique, énergie électrique ou énergie cinétique.



*Figure(I. 1) : Conversion de l'énergie cinétique du vent.*

## **I.3. Caractérisation du vent**

Le vent est le mouvement d'une atmosphère, masse de gaz située à la surface d'une planète. Les vents sont provoqués par un réchauffement inégalement réparti à la surface de la planète par l'énergie solaire et par la rotation de la planète.

Le vent fait le plus souvent référence aux mouvements de l'air dans l'atmosphère terrestre. Par extension, le mouvement de gaz ou de particules polarisées allant du soleil vers

l'espace extérieur est appelé vent solaire et l'échappement gazeux de particules légères d'une atmosphère planétaire vers l'espace est nommé le vent planétaire. [2]

### **I.3.1 Origine du vent**

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 [3]. Au sein de ces couches, 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:** Dirigées des hautes pressions vers les basses pressions, ces forces sont dues au gradient de pression résultant de l'échauffement inégal de l'air suivant les latitudes, la nature des sols et la répartition des océans et des continents. Les forces de pressions sont à l'origine du déplacement des masses d'air.

**c- La force de Coriolis :** Cette force est le résultat de la rotation de la terre autour de son axe et est perpendiculaire à la vitesse du vent.

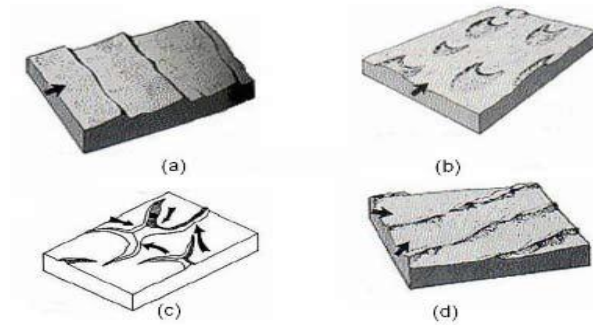
**d- Les forces de frottement :** Ces forces traduisent la friction turbulente de l'air avec le sol. Elles interviennent dans la couche limite atmosphérique. La force gravitationnelle et la force du gradient de pression sont les deux forces qui peuvent initier un mouvement de l'air.

### **I.3.2 Mesure du vent**

#### **I.3.2.1. Indicateurs écologiques**

Les indicateurs écologiques peuvent être utilisés afin de déterminer l'intensité du vent dominant dans une région. Les dunes de sable présentent un exemple pour la formation éolienne. Les particules de sable soulevées et transportées par l'écoulement du vent, sont déposées lorsque la vitesse du vent est plus faible. Les tailles des particules transportées et déposées ainsi que la distance peuvent nous donner des indications sur l'intensité moyenne du vent dans cette région [4]. Encore, les formes des dunes peuvent nous indiquer la

direction du vent (figure I.2). Des dunes sous forme de croissant se forment sous un régime du vent unidirectionnel " les Barkhanes ".



**Figure(I. 2) : différents types de dunes [4].**

**(a) Dune traverse, (b) Dune Barkhane, (c) Dune étoile, (d) Dune longitudinale.**

Les dunes (longitudinales) linéaires " les Sifs " sont formées par des vents bidirectionnels. Lorsque le régime du vent est multidirectionnel, des dunes en forme d'étoiles sont souvent observées.



**Figure(I. 3) : Dunes souvent rencontrées dans le Sahara Algérien [4].**

**(a) Type Barkhane, (b) Type Sif, (c) Type étoile.**

Dans les sites côtiers et montagneux, les arbres peuvent aussi être utilisés tant qu'indicateurs biologiques.

La figure (I.4) montre des arbres dans les régions de Djelfa et de Chiffa respectivement. L'inclinaison des arbres du "barrage vert" indique que ce site est exposé à un couloir du vent d'une façon permanente. A partir de l'inclinaison des arbres, on peut en déduire que les directions privilégiées de ce couloir sont la direction Ouest et la direction Sud-Ouest.

Concernant la photo (I.4.b), on note que les arbres situés dans la région de Chiffa endurent une inclinaison plus une déformation due à l'effet tunnel.

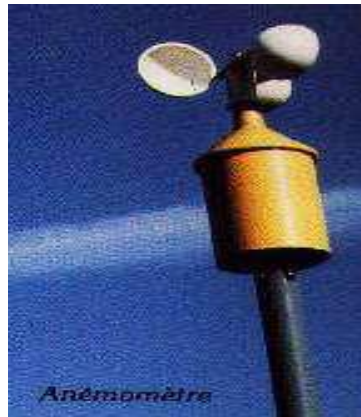


**Figure(I.4):Indicateurs biologiques [4].**

**(a) Photo du barrage vert près de Djelfa, (b) Photo des arbres près de Chiffa.**

### **I.3.2.2. Anémomètres et Girouette**

L'anémomètre est un instrument qui se compose de 3 petites coupelles hémisphériques, disposées à l'extrémité de bras métalliques espacés de 120° (Figure I.5). Un compteur relié à l'axe de rotation permet de lire la vitesse et de l'enregistrer suivant les modèles.



**Figure(I. 5): L'anémomètre. [5]**

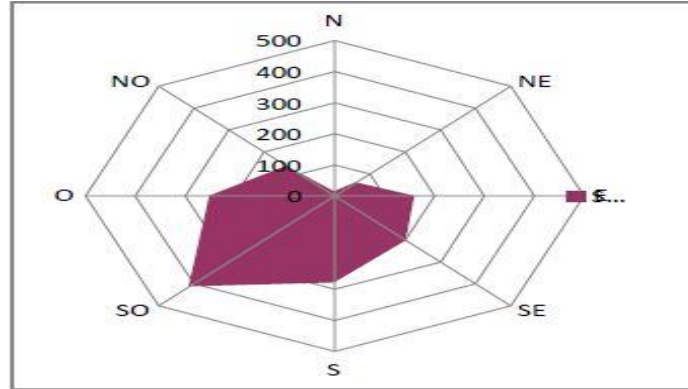
Aussi, il est à noter que la vitesse du vent peut être exprimée en milles, en kilomètres par heure, en mètres par seconde ou en nœuds. Par ailleurs, pour connaître la direction des vents on se sert d'une girouette, souvent associée à l'anémomètre (Figure I.6). Lorsque le vent change de direction, il pousse sur la grosse partie de la flèche (l'arrière) jusqu'à ce qu'elle soit alignée avec le vent (parallèle au vent). Cela a pour conséquence de faire pointer la flèche dans la direction d'où provient le vent. On se réfère alors aux quatre principaux points cardinaux pour juger de la direction d'où vient le vent. On place habituellement la girouette à 10 m du sol.[5]



**Figure(I. 6) : Girouette. [5]**

### **I.3.2.3 La rose des vents**

La rose des vents est construite pour avoir une idée de la distribution des vitesses et des directions du vent. Elle est construite à partir des observations météorologiques faites dans une région sur une ou plusieurs années. Elle peut être composée de plusieurs secteurs,[6] comme huit, douze ou bien seize secteurs. La rose des vents que nous voyons sur la figure (I.7) est composée de huit secteurs, N, NE, E, SE, S, SO, O, NO.



*Figure (I. 7) : La rose de vent. [6]*

### **I.3.3. Caractérisation spatio-temporelle du vent**

Le vent est un phénomène aléatoire qui présente de grandes variabilités qu'on peut donc classer en deux groupes : Caractérisation temporelle et la caractérisation spatiale.

#### **I.3.3.1 Caractérisation temporelle**

Le vent étant une source intermittente, sa direction et sa vitesse changent rapidement avec le temps. En accord avec ces changements, la puissance et l'énergie éolienne disponible dans un site donné varient. Ces variations peuvent être à haute fréquence comme illustré dans la Figure (I.8)-a où la vitesse enregistrée durant 30 secondes fluctue de 5.1 à 7.2m/s. La variabilité peut-être à moyenne fréquence comme pour les vitesses journalières ou horaires, représentées dans la Figure (I.8)-b avec une vitesse de vent diurne plus importante que les vitesses nocturnes. Pour les variabilités à basse fréquence, elles concernent les variations saisonnières, mensuelles et annuelle, comme illustré respectivement sur la Figure (I.8)-c et la Figure (I.8)-d [7].

La variabilité temporelle comprend trois sous-groupes :

- à basses fréquences : les variations annuelles, saisonnières, mensuelles.
- à moyennes fréquences : les variations journalières, horaires.
- Hautes fréquences : les variations à la seconde ou à plus haute fréquence.

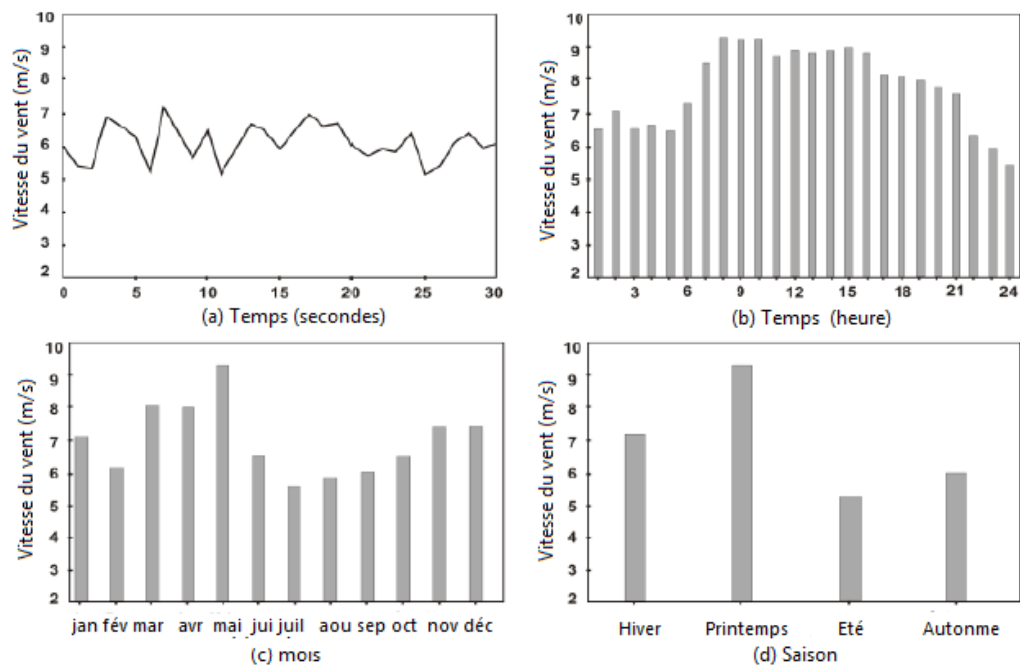


Figure (I. 8): Variabilités temporelle de la vitesse du vent. [7]

### 1.3.3.2. Caractérisation spatiale

Le vent est aussi caractérisé par sa variabilité spatiale, comprenant ainsi deux catégories. D'un côté la variabilité spatiale régionale qui est en fonction de la latitude, de son ensoleillement et des reliefs (géographiques et physiques). Et d'un autre côté, la variabilité spatiale locale qui prend en compte la topographie, les obstacles ainsi que la rugosité du sol.

Concerne principalement la variation verticale et le champ des directions du vent. La variation verticale (spatiale) amène une dimension tout à fait différente au problème d'étude du vent. Il est donc nécessaire de déterminer une relation liant les vitesses de vent pour différentes hauteurs.

Le dimensionnement de tout système éolien passe nécessairement par la connaissance de la vitesse du vent et ses variations au niveau de l'hélice des aérogénérateurs. Pour obtenir des données relatives à la hauteur désirée, il existe deux méthodes possibles, à savoir :

- Effectuer une campagne de mesure sur une période suffisamment longue (au moins huit années), à la hauteur d'installation des hélices d'éoliennes, ce qui n'est pas concevable pour de petites applications ;
- Procéder par une extrapolation verticale de données relevées à 10 mètres du sol à partir de modèles empiriques déjà établis.

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

- L'extrapolation verticale à court terme : Ce type d'extrapolation passe par l'extrapolation de la mesure de la vitesse du vent quasi instantanée, moyennée sur une minute ou une heure.
  - L'extrapolation verticale à long terme : Ce type d'extrapolation est lié aux résultats de l'étude statistique en occurrence par l'extrapolation des paramètres de Weibull.
- [7]

Le cisaillement du vent est la variation spatiale de la direction et/ou vitesse du vent générant de la turbulence. A des altitudes élevées, l'influence de la surface de la terre sur la vitesse du vent est pratiquement nulle. Par contre, à des faibles altitudes, les frottements dus au sol ralentissent considérablement celle-ci.

#### **I.3.2.5. Rugosité du vent**

La rugosité est le résultat de la modification géométrique d'une surface. Lors du choix d'un site, on se réfère à deux notions quand on évalue le potentiel éolien d'un endroit donné : la classe de rugosité et la longueur de rugosité.

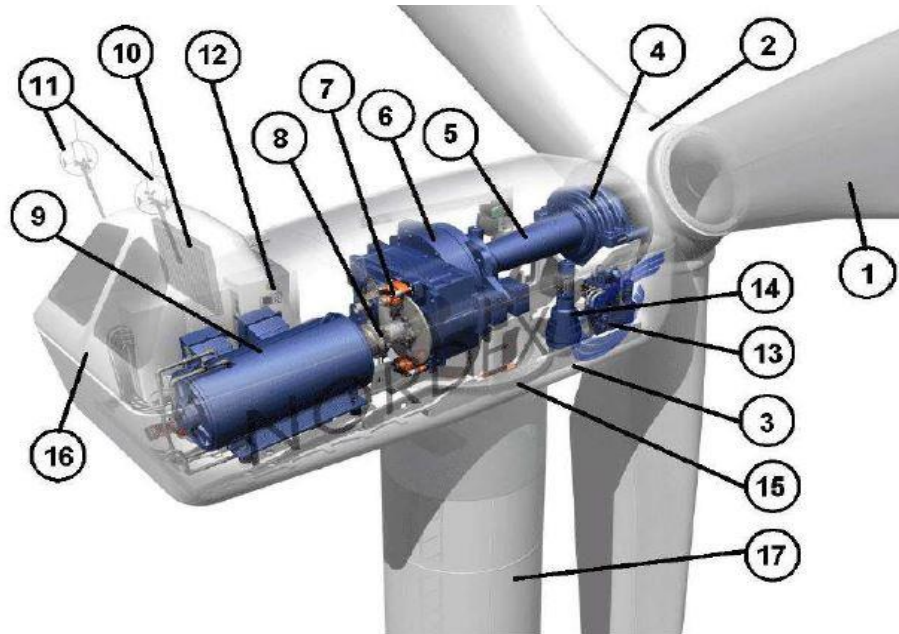
**Tableau (I. 1) : Différentes classes de rugosité.[8]**

<b>Classe De rugosité</b>	<b>Longueur de rugosité <math>Z(m)</math></b>	<b>Indice d'énergie en %</b>	<b>Type de paysage</b>
0	0,0002	100	Surface d'eau
0,5	0,0024	73	Terrain complètement dégagé avec surface lisse, piste d'atterrissage en béton ou de l'herbe fraîchement coupée
1	0,03	52	Terrain agricole dégagé sans clôture ou haies vives et avec très peu de constructions, seulement des collines doucement arrondies
1,5	0,055	45	Terrain agricole avec quelques constructions et des haies vives de 8m de haut situées à 1250 m les unes des autres
2	0,1	39	Terrain agricole avec quelques constructions et des haies vives de 8 m de haut situées à 500 m les unes des autres
2,5	0,2	31	Terrain agricole avec beaucoup de constructions, arbrisseaux et plantes ou des haies vives de 8 m de haut situées à 250 m les unes des autres
3	0,4	24	Villages, petites villes, terrain agricole avec haies vives, des forêts et un terrain accidenté
3,5	0,8	18	Grandes villes avec de hauts immeubles
4	1,6	13	Très grandes villes avec de hauts immeubles et des grattes ciels

## **I.4 Système de conversion éolien**

### **I.4.1. Composantes d'un aérogénérateur**

L'aérogénérateur utilise l'énergie cinétique du vent pour entraîner l'arbre de son rotor : cette énergie cinétique est convertie en énergie mécanique qui est elle-même transformée en énergie électrique par une génératrice électromagnétique solidaire au rotor. L'électricité peut être envoyée dans le réseau de distribution, stockée dans des accumulateurs ou utilisée par des charges isolées [9].



*Figure (I. 9) : Composition d'un aérogénérateur horizontal.*

- Les pales sont les capteurs de l'énergie cinétique qui transmettent l'énergie au rotor ;
- Moyeu il est pourvu d'un système qui permet d'orienter les pales pour réguler la vitesse de rotation ;
- Structure de la turbine en fonte ductile ou en acier soudé galvanisé à chaud ;
- Paliers du rotor à double rangée de billes ;
- Arbre lent relie les pales au multiplicateur ;

- Multiplicateur il permet de réduire le couple et d'augmenter la vitesse. C'est l'intermédiaire entre l'arbre primaire et l'arbre secondaire ;
- Frein à disque sur l'arbre rapide, avec témoin d'usure. Il se déclenche automatiquement en cas de grand vent pour empêcher l'éolienne de fonctionner ;
- Accouplement avec la génératrice de type flexible ;
- Génératrice (synchrone ou asynchrone) transforme l'énergie mécanique du rotor en énergie électrique. Elle est refroidie à l'eau. Certaines génératrices le sont à l'air ;
- Radiateur de refroidissement intégré au système multiplicateur-génératrice ;
- Système de mesure du vent (anémomètre et girouette) transmet les signaux au système de contrôle de la turbine. Pour les seuils de vitesse et la direction du vent ;
- Système de contrôle surveille et pilote la turbine ;
- Système hydraulique pour les freins d'extrémité de pale et le système d'orientation ;
- Entraînement d'orientation de la tourelle à deux trains d'engrenages planétaires entraînés par des moteurs alimentés à fréquence variable. Permet à la nacelle de changer de direction en fonction du vent. Il est télécommandé par la girouette ;
- Paliers du système d'orientation équipés d'un frein à disque ;
- Capot de la nacelle en structure acier recouverte de composite fibre de verre ;
- Tour en acier tubulaire (plusieurs hauteurs possibles). Il repose sur une fondation bétonnée, et permet de placer l'éolienne à une hauteur où le vent est plus constant et à une vitesse plus élevée qu'au sol.

### **I.4.2. Principe de fonctionnement d'éolienne**

Une éolienne transforme l'énergie du vent en énergie électrique. Cette transformation se fait en plusieurs étapes [10].

#### **➤ La transformation de l'énergie par les pales**

Les pales fonctionnent sur le principe d'une aile d'avion : la différence de pression entre les deux faces de la pale crée une force aérodynamique, mettant en mouvement le rotor par la transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique.

#### **➤ L'accélération du mouvement de rotation grâce au multiplicateur**

Les pales tournent à une vitesse relativement lente, de l'ordre de 5 à 15 tours par minute, d'autant plus lente que l'éolienne est grande. La plupart des générateurs ont besoin de

tourner à très grande vitesse (de 1000 à 2000 tours par minute) pour produire de l'électricité. C'est pourquoi le mouvement lent du rotor est accéléré par un multiplicateur. Certains types d'éoliennes n'en sont pas équipés, leur générateur est alors beaucoup plus gros et beaucoup plus lourd.

➤ **La production d'électricité par le générateur**

L'énergie mécanique transmise par le multiplicateur est transformée en énergie électrique par le générateur. Le rotor du générateur tourne à grande vitesse et produit de l'électricité à une tension d'environ 690 volts.

➤ **Le traitement de l'électricité par le convertisseur et le transformateur**

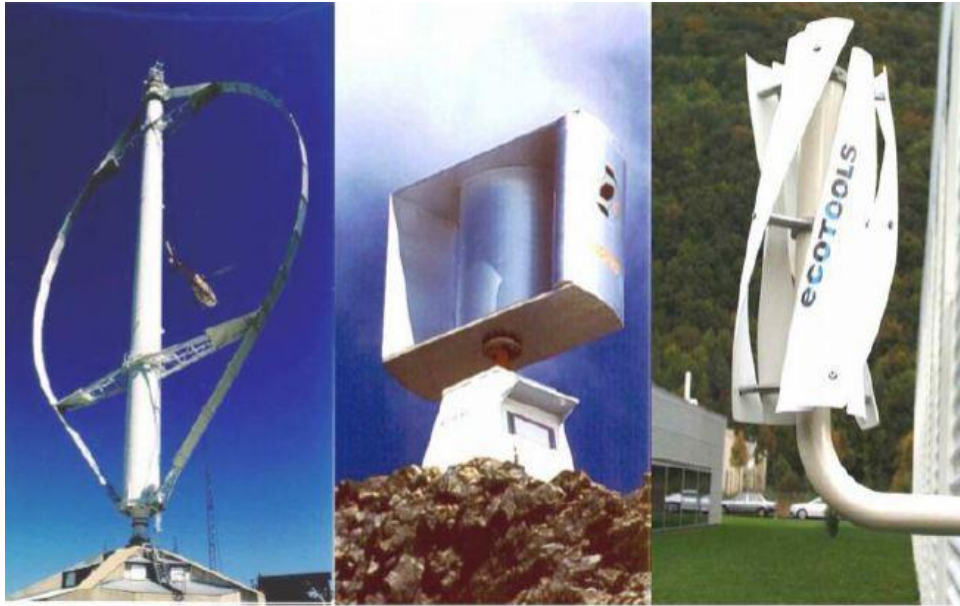
Cette électricité ne peut pas être utilisée directement ; elle est traitée grâce à un convertisseur, puis sa tension est augmentée à 20000 Volts par un transformateur. L'électricité est alors acheminée à travers un câble enterré jusqu'à un poste de transformation, pour être injectée sur le réseau électrique, puis distribuée aux consommateurs les plus proches.

**I.4.3. Les différents types d'éoliennes**

Les éoliennes se divisent en deux grandes familles : celles à axe vertical et celles à axe horizontal :

**I.4.3.1. Eolienne à axe vertical :**

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 [11].



*Figure (I. 10) : Technologie éolienne à axe vertical [11].*

A nos jours, ce type d'éolienne est plutôt marginal et son utilisation est beaucoup moins rependue. Elles présentent des avantages et des inconvénients que nous pouvons citer comme suit [12-13].

➤ **Avantage :**

La conception verticale offre l'avantage de mettre le multiplicateur, la génératrice et les appareils de commande directement au sol.

Son axe vertical possède une symétrie de révolution ce qui permet de fonctionner quel que soit la direction du vent sans avoir à orienter le rotor.

Sa conception est simple, robuste et nécessite peu d'entretien.

➤ **Inconvénient :**

Elles sont moins performantes que celles à axe horizontal.

La conception verticale de ce type d'éolienne impose qu'elle fonctionne avec un vent proche du sol, donc moins fort car freiné par le relief.

Leur implantation au sol exige l'utilisation des tirants qui doivent passer au-dessus des pales, donc occupe une surface plus importante que l'éolienne à tour.

### **I.4.3.2. Eoliennes à axe horizontal**

Ce sont les éoliennes actuellement les plus répandues sans doute à cause de leurs avantages remarquables, elles comportent généralement des hélices à deux ou trois pales face ou sous le vent [14].



*Figure (I. 11) : Technologie éolienne à axe horizontale [14].*

➤ **Avantage :**

Une très faible emprise au sol par rapport aux éoliennes à axe vertical. Cette structure capte le vent en hauteur, donc plus fort et plus régulier qu'au voisinage du sol.

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.

➤ **Inconvénient :**

Coût de construction très élevé.

L'appareillage se trouve au sommet de la tour ce qui gêne l'intervention en cas d'incident. Malgré ses inconvénients, cette structure est la plus utilisée de nos jours. Cependant, les structures à axe vertical sont encore utilisées pour la production d'électricité dans les zones isolées.

Elles sont de faible puissance destinée à des utilisations permanentes comme la charge des batteries par exemple. [15].

#### **I.4.4. Classifications des éoliennes selon la puissance**

*Tableau (I. 2) : Classification des éoliennes [16].*

Classification des éoliennes	Diamètre(m)	Puissance (w)
Petite éolienne	Entre 0.5m et 20m	Inferieur à 100Kw
Moyenne éolienne	20m et 50 m	100Kw à 1Mw
Grande éolienne	50m à 100m	Plus de 1Mw

### **I.5. Potentiel éolien**

#### **I.5.1. Puissance d'une éolienne**

L'énergie fournie par le vent est une énergie cinétique, en fonction de la masse et de la vitesse du volume d'air. Si on considère que la masse volumique de l'air (masse de l'air par unité de volume) est constante, on peut dire que l'énergie fournie par le vent est en fonction de sa vitesse [17, 18].

$$E_c = \frac{1}{2} mV^2 \quad (I.1)$$

Ou

m: Masse du volume d'air (kg)

V: Vitesse instantanée du vent (m/s)

$E_c$ : Energie cinétique (joules)

Puissance théorique du vent (disponible) contenue dans un cylindre de section S

$$P_{\text{Théorique}} = \frac{1}{2} \rho S V^3 \quad (I.2)$$

Ou :

$\rho$ : Masse volumique de l'air (air atmosphérique sec, environ : 1.23 kg/m<sup>3</sup> à 15 °C et à pression atmosphérique 1.0132 bar)

S : Surface balayée par le rotor éolien (m<sup>2</sup>)

Nous voyons donc que la puissance du vent est proportionnelle au cube de sa vitesse et au carré de l'aire balayée par le rotor. Cependant il y a des limites nous allons les présenter.

#### **I.5.2. Le coefficient de puissance**

Parce que la vitesse en aval du dispositif de récupération n'est jamais nulle, la puissance ne peut être captée en sa totalité [19], le dispositif de conversion extrait une partie

seulement  $P_m$  de la puissance incidente,  $P_{th}$ . Ainsi, la puissance  $P_m$  disponible sur l'arbre d'un aérogénérateur s'exprime comme suit :

$$P_m = \frac{1}{2} C_p \cdot \rho \cdot S \cdot V^3 \quad (I.3)$$

Le coefficient  $C_p$  est une grandeur variable inférieure à 1, dit aussi rendement. Ce dernier est propre à chaque éolienne qui lie la puissance fournit par l'éolienne et la puissance du vent disponible à l'entrée de la voilure par la relation suivante. :

$$C_p = \frac{P_m}{P_{th}} \quad (I.4)$$

### **I.5.3. Limite de Betz**

On peut estimer la valeur maximale de ce rendement, par la formule de Betz [20]. Cette dernière démontre qu'indépendamment du modèle de turbine, seuls 16/27 ièmes (59 %) de l'énergie cinétique du vent peuvent être transformés en énergies mécanique. Représentant ainsi la puissance maximale qui peut être récupérée par une éolienne. C'est la valeur maximale de ce coefficient qui correspond à la limite dénommée limite de Betz du coefficient de puissance

$$C_p = \frac{16}{27} = 0,593 \quad (I.5)$$

Albert Betz a démontré que la puissance maximale récupérable  $P_m$  est égale aux 16/27 de la puissance incidente  $P_{th}$  par la relation suivante :

$$C_p = \frac{16}{27} P_{th} \quad (I.6)$$

Pour commencer à produire de l'énergie, une éolienne exige une vitesse de vent minimale, dite vitesse de démarrage. Pour la plupart des éoliennes modernes, cette vitesse de vent est de 3 m/s. Quand le vent augmente, la production augmente avec le cube de la vitesse du vent. Pour une certaine vitesse de vent (dite vitesse nominale), la puissance qui arrive sur la génératrice est égale à la puissance maximale de cette génératrice.

Il faut donc limiter la puissance pour éviter que la génératrice ne soit détruite, quand le vent est trop violent (tempête), l'éolienne doit être arrêtée : c'est la vitesse d'arrêt [21]. Pour les vitesses de vent comprises entre la vitesse nominale et la vitesse d'arrêt, la production est

constante, égale à la puissance de la génératrice. La puissance est régulière au niveau du rotor.

Alors Chaque éolienne admet trois paramètres techniques donnés par le constructeur qui sont les vitesses essentielles pour son exploitation (Fig.I.12) :

- **La vitesse de démarrage  $V_d$** : la vitesse ou l'éolienne commence à produire l'énergie
- **La vitesse nominale  $V_n$  : la vitesse ou l'éolienne produit une énergie maximale**
- **La vitesse seuil  $V_m$  : vitesse ou l'éolienne s'arrête.** 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  $V_d$ , les pales démarrent leur rotation
- 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  $V_m$ , la rotation des pales est freinée par inclinaison des pales au niveau du moyeu. Cela permet à la machine d'éviter les trop fortes contraintes mécaniques dues aux très grandes vitesses. Dans cette fourchette de vitesses, l'énergie délivrée est alors constante.
- Au-delà de  $V_m$  l'éolienne est arrêtée. C'est la vitesse de coupure.

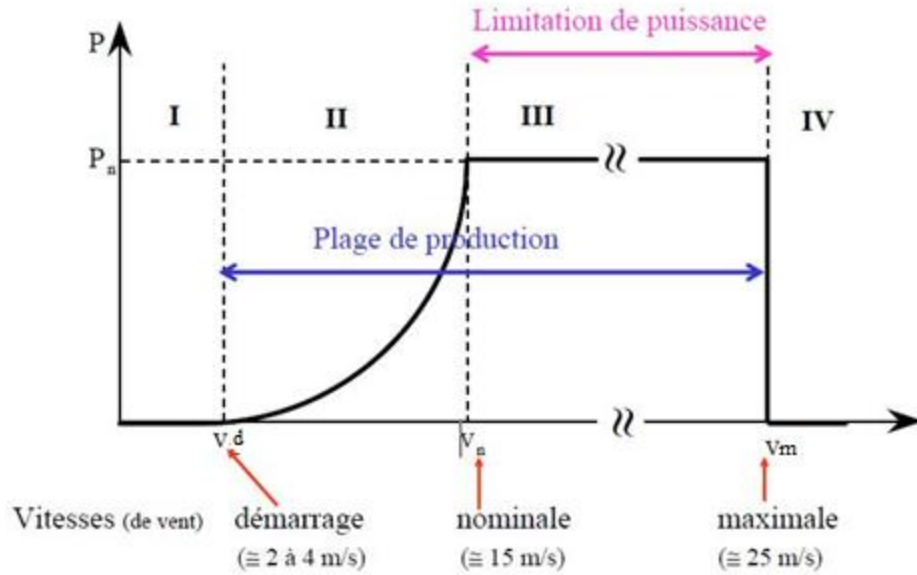


Figure (I. 12) : Diagrammes de la puissance utile sur l'arbre en fonction de la vitesse du vent.[22]

Ainsi la caractéristique de puissance en fonction de la vitesse du vent comporte quatre zones :

**Zone I :**  $V < V_d$  : La vitesse du vent est trop faible. La turbine peut tourner mais l'énergie à capter est trop faible.

**Zone II :**  $V_d < V < V_n$  : Le maximum de puissance est capté dans cette zone pour chaque vitesse de vent. Différentes méthodes existent pour optimiser l'énergie extraite. Cette zone correspond au fonctionnement à charge partielle.

**Zone III :**  $V_n < V < V_m$  : La puissance disponible devient trop importante. La puissance extraite est donc limitée, tout en restant le plus proche possible de la puissance nominale de la turbine ( $P_n$ ). Cette zone correspond au fonctionnement à pleine charge [22]. La plupart des grandes turbines éoliennes utilisent deux principes de contrôle aérodynamique pour limiter la puissance extraite à la valeur de la puissance nominale de la génératrice :

1. Système « pitch » ou « à pas ou calage variable » qui permet d'ajuster la portance des pales à la vitesse du vent, principalement pour maintenir une puissance sensiblement constante dans la zone III de vitesses ;

2. Système « stall » ou à « décrochage aérodynamique », le plus robuste car c'est la forme des pales qui conduit à une perte de portance au-delà d'une certaine vitesse de vent, mais la courbe de puissance maximale n'est pas plate et chute plus vite. Il s'agit donc d'une solution passive et robuste (pas besoin de système d'orientation des pales).

## I.6. La chaîne de conversion éolienne

Une éolienne a pour rôle de convertir l'énergie (mécanique) du vent en énergie électrique. Ses différents éléments sont conçus pour maximiser cette conversion énergétique.

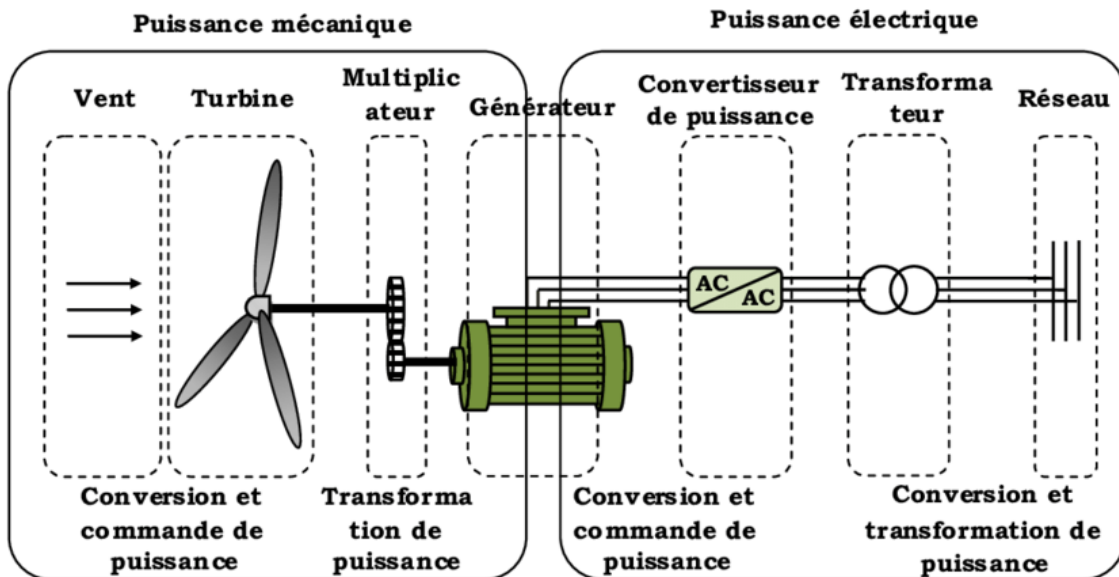


Figure (I. 13) : chaîne de conversion éolienne.

### ➤ Les pales d'éolienne :

Une pale d'éolienne extrait l'énergie cinétique du vent et la transforme, grâce à sa connexion avec le rotor, en mouvement de rotation.

Les pales forment une partie très importante des éoliennes. De leur nature dépendront le bon fonctionnement et la durée de vie de la machine ainsi que le rendement du moteur éolien.

### ➤ Le multiplicateur :

Le multiplicateur adapte la vitesse (lente) de la turbine à la vitesse de la génératrice.

### ➤ Générateur :

Les deux types de machine électrique les plus utilisés dans l'industrie éolienne sont les machines synchrones et les machines asynchrones sous leurs diverses variantes.

**Générateur synchrone :** Les générateurs synchrones utilisés dans le domaine éolien, ceux de 500 KW à 2 MW sont bien plus chers que les générateurs à induction de la même taille.

De plus, lorsque ce type de machine est directement connecté au réseau, sa vitesse de rotation est fixe et proportionnelle à la fréquence du réseau.

**Générateur asynchrone** : La connexion directe au réseau de ce type de machine est bien plus douée grâce à la variation du glissement se produisant entre le flux du stator et la vitesse de rotation du rotor. Ceci explique pourquoi pratiquement toutes les éoliennes à vitesse fixe utilisent des machines à induction.

➤ **L'onduleur :**

Convertisseur statique qui règle la valeur de la tension ou du courant efficace et la fréquence du courant ou de la tension) pour réaliser la connexion au réseau : de préférence, on utilise un onduleur de type MLI, car c'est la structure d'onduleur qui génère le moins de courants harmoniques.

➤ **Redresseur :**

Le dispositif règle la fréquence du courant ou de la tension, transforme le courant ou la tension alternative en courant ou en tension continu, filtre le courant ou la tension pour le ramener à l'allure du courant ou de la tension alternative à la fréquence du réseau.

➤ **Transformateur :**

Un transformateur situé à l'intérieur du mât élève la tension du courant électrique produit par l'alternateur pour qu'il puisse être plus facilement transporté dans les lignes à moyenne tension du réseau.

## **I.7. Modes d'installation éolienne**

### **I.7.1. Mode autonome**

Ces éoliennes sont associées à des unités de stockage d'énergie, généralement constituées de batteries d'accumulateur. Ces dernières se charge par l'aérogénérateur. Soit directement par une génératrice à courant continu pour les faibles puissances, ou bien par une génératrice synchrone à aimants permanents par l'intermédiaire d'un pont redresseur. La tension continue des batteries est utilisée soit directement ou alors mise en forme par onduleur pour obtenir une alimentation triphasée sinusoïdale de fréquence 50 Hz. [23]

### **I.7.2. Mode connectées au réseau**

En ce mode de fonctionnement souvent munies d'un système d'orientation de pales permettant à la génératrice (généralement une machine asynchrone à cage d'écureuil)

d'être connectée directement au réseau sans dispositif d'électronique de puissance La génératrice est entraînée par l'intermédiaire d'un multiplicateur

de vitesse, et sa vitesse est maintenue approximativement constante autour de la vitesse de synchronisme imposée par la fréquence du réseau. [24]

### **1.7.3. Le mode hybride**

Un système hybride à sources d'énergie renouvelables est un système électrique, comprenant plus d'une source d'énergie, parmi lesquelles une au moins est renouvelable. L'objectif principal d'un système hybride est de répondre à la demande de la charge en favorisant l'énergie produite par les sources renouvelables par rapport à celle fournie par les sources auxiliaires comme le groupe Diesel.

## **I.8. Conclusion**

Dans ce chapitre, nous obtenons un aperçu de la source de notre étude qui est le vent, sa variabilité spatio-temporelle, comment et avec quels instruments le vent peut être mesuré. Puis, nous avons fournis à des caractéristiques du vent. Par la suite, nous avons donné le système de conversion de l'énergie éolienne. Enfin, nous avons détaillé et modélisé le système de l'énergie éolienne.

## **Chapitre II**

# **Modélisation du système éolien**

## **II.1. Introduction :**

Le choix du site et la caractérisation temporelle et spatiale de la vitesse du vent de site représentent les facteurs les plus importants dans le processus d'implantation d'une centrale éolien. En effet, la valeur moyenne de la vitesse du vent sur une année ou une période étudiée et sa variation dans le temps sont les facteurs qui ont le plus grand impact sur la rentabilité économique d'une centrale éolien. Ainsi l'analyse de la vitesse du vent sur un site représente la première étape de tout projet éolien permettant d'estimer la capacité de production de ce dernier.

## **II.2. Modélisation du vent**

L'analyse fréquentielle de la vitesse du vent met en évidence les classes de vitesse prédominantes. Par conséquent, facilite la tâche du choix des aérogénérateurs qui fournissent le meilleur rendement.

### **II.2.1. Variabilité temporelle du vent**

La variabilité temporelle des vitesses du vent sera analysée à l'aide des paramètres de la loi de Weibull et hybrid Weibull.

#### **Distribution de Weibull :**

La distribution du vent se fait en fonction de la loi de Weibull utilisée sur des séries de mesure du vent (d'au moins une année). La loi de distribution de vitesses de Weibull s'exprime par la relation [25] :

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

Où :

$f(v)$  : est la fréquence d'occurrence de la vitesse du vent ;  $k$  et  $C$  : sont les paramètres de Weibull.

Le paramètre  $k$  est sans dimension et caractérise la forme de la distribution de fréquence, alors que  $C$ , est le facteur d'échelle mesuré en m/s qui détermine la qualité du vent, il est lié à la vitesse moyenne du vent par l'équation (II.3).

#### **Distribution hybride Weibull :**

La loi de Weibull modifiée est utilisée pour caractériser les stations pour lesquelles la proportion de vents nuls est très importante. En effet, la loi de Weibull classique ne permet pas de considérer les vents nuls la loi modifiée [26, 27] est défini par l'équation (II.2) :

$$f(v) = \begin{cases} ff_0 & \text{pour } v = 0 \\ (1 - ff_0) \times \left(\frac{k}{c}\right) \times \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \times \exp\left(-\frac{v}{c}\right)^k & \text{pour } v \neq 0 \end{cases} \quad (\text{II.2})$$

Où :

$ff_0$  : Étant le pourcentage de vitesses de vent nulles.

Les deux distributions sont employées pour déterminer les vitesses caractéristiques du site [28,29] :

**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 :

$$f(v) = 2 \left(\frac{v}{c^2}\right) \times \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^2\right] \quad (\text{II.3})$$

**II.2.2. paramètres du vent**

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.

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

- la vitesse moyenne du vent.
- La vitesse la plus fréquente
- La vitesse du vent transportant le maximum d'énergie
- la vitesse cubique moyenne du vent.
- La variance et l'écart type de la distribution des vitesses
- La vitesse max du vent.
- Le facteur de puissance.
- l'indice de variation.

**Vitesse moyenne**

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

$$\langle V \rangle = \int_0^{\infty} f(V) dV \quad (\text{I.4})$$

Si le calme  $ff_0$  est inférieur ou égale à 15% ;

$$\langle V \rangle = C. \Gamma \left( 1 + \frac{1}{k} \right) \quad (\text{I.5})$$

Si le calme  $ff_0$  est supérieur à 15% ;

$$\langle V \rangle = (1 - ff_0). C. \Gamma \left( 1 + \frac{1}{k} \right) \quad (\text{I.6})$$

**La vitesse du vent transportant le maximum d'énergie**

$$V_{Em} = C. \left( \frac{K+2}{K} \right)^{\frac{1}{K}} \quad (\text{I.7})$$

**La vitesse la plus fréquente**

$$V_F = C. \left( \frac{K-1}{K} \right)^{\frac{1}{K}} \quad (\text{I.8})$$

**Vitesse cubique moyenne**

Alors que la vitesse cubique moyenne se détermine par :

$$\langle V^3 \rangle = \int_0^{\infty} V^3 ff(V) dV \quad (\text{II.9})$$

Les expressions relatives aux différents modèles sont portées dans le tableau 1.

$\Gamma$  étant la fonction gamma donnée par:

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} \exp(-t)t^{x-1} dt \quad (\text{II.10})$$

**La variation et l'écart type**

La variance est donné par :

$$\partial^2 = \int_0^{\infty} (V - \langle V \rangle)^2 f(V) dv \quad (\text{II.11})$$

**Facteur de puissance et indice de variation**

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

Le facteur de puissance du vent, donné par (selon la distribution de Weibull) :

$$R_p = \frac{\langle V^3 \rangle}{\langle V \rangle^3} = \frac{\Gamma \left( 1 + \frac{3}{k} \right)}{\Gamma^3 \left( 1 + \frac{1}{k} \right)} \quad (\text{II.12})$$

**L'indice de variation donné par (selon la distribution de Weibull)**

$$I_V = \frac{\sigma}{\langle V \rangle} = \left[ \frac{\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right)}{\Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)} - 1 \right]^{\frac{1}{2}} \quad (\text{II.13})$$

Le tableau ci-dessous représente les expressions des vitesses moyennes, cubiques moyennes et la variance selon le modèle utilisé.

*Tableau (II. 1) : les expressions des vitesses moyennes, cubiques moyennes et la variance.*

Distributions	$\langle V \rangle$	$\langle V^3 \rangle$	$\sigma^2$
Weibull	$C \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$	$C^3 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)$	$C^2 \left[ \Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right]$
Hybrid Weibull	$(1 - ff_0) \cdot C \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$	$(1 - ff_0) C^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)$	$(1 - ff_0) C^2 \left[ \Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right]$
Rayliegh	$0.866 C$	$1.32 C^3$	$0.214 C^2$

**II.3. Variabilité spatial du vent**

En utilisant les lois de cisaillement du vent, permettant de calculer à partir d'une donnée de vitesse du vent connue, la vitesse du vent à une altitude différente.

Il existe plusieurs lois de cisaillement possédant chacune des paramètres caractéristiques reliés au site étudié.

**II.3.1. Loi de cisaillement du vent**

Cette loi est utilisée dans certaines études [30, 31] et a pour principale avantage la prise en compte d'un paramètre physique  $z_0$ , définissant la rugosité du terrain. Elle est loi est définie par :

$$\frac{V(Z) \operatorname{Ln}\left(\frac{Z}{Z_0}\right)}{V(Z_R) \operatorname{Ln}\left(\frac{Z_R}{Z_0}\right)} \quad (\text{II.14})$$

### **II.3.2. Extrapolation verticale des paramètres de Weibull**

L'estimation des paramètres de Weibull  $k_2$  et  $C_2$  au niveau de l'éolienne permet l'estimation du potentiel éolien au niveau de l'hélice. [32, 33,34] :

$$k_2 = \frac{k_1 \left[ 1 - 0.881 \ln\left(\frac{Z_1}{10}\right) \right]}{1 - 0.881 \ln\left(\frac{Z_2}{10}\right)} \quad (\text{II.15})$$

$$C_2 = C_1 \left( \frac{Z_2}{Z_1} \right)^n \quad (\text{II.16})$$

$$n = \left[ \frac{0.37 - 0.881 \ln(C_2)}{1 - 0.881 \ln\left(\frac{Z_1}{10}\right)} \right] \quad (\text{II.17})$$

Où :

Z : est l'altitude en m à laquelle on désire calculer la vitesse du vent ;

V(z) : est la vitesse en m/s à calculer ;

ZR : est l'altitude de référence en m;

V(ZR) : est la vitesse connue à l'altitude de référence en m/s;

Zo : est la rugosité en m.

## **II.4. Modélisation du potentiel énergétique éolien**

### **II.4.1. Densité de puissance disponible**

La densité de puissance éolienne disponible WPD [35, 36, 37] est un moyen utile d'évaluer le potentiel éolien dans un site sans tenir compte d'une éolienne particulière. La densité d'énergie éolienne, mesurée en watts par mètre carré, indique la quantité de puissance éolienne disponible pour la conversion éolienne dans un site est exprimée par l'équation(II.18).

$$\frac{P_{dis}}{A} = \frac{1}{2} \rho \cdot C^3 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (\text{II.18})$$

Ou :

A : est la surface en [m<sup>2</sup>] ;

$\rho$  : est la masse volumique de l'air;

C : est le facteur d'échelle.

#### **II.4.2. Densité d'énergie annuelle récupérable maximale**

La densité d'énergie maximale récupérable dans un site par un système de conversion éolienne en kWh/m<sup>2</sup> /an est exprimé par l'équation (II.19). [39]

$$\frac{E_m}{A} = 3.25C^3 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (\text{II.19})$$

#### **II.4.3. Productivité éolienne(WPP)**

Le WPP (wind power plant) est un paramètre très important, il permet de quantifier l'énergie produite pendant un temps T par les éoliennes ou le parc éolien. [36, 38]

$$E_{out} = T \cdot \int_0^{\infty} P(V) \cdot f(V) \cdot dV = T \cdot \sum_0^{\infty} P(V_i) \cdot f(V_i) \quad (\text{II.20})$$

Où :

f(v) : est la densité de probabilité de présence de la vitesse du vent ;

Pe(V) : est la puissance caractéristique de la courbe de puissance de l'éolienne ;

T : est le temps de la période de calcul.

#### **II.4.4. Évaluation des performances des éoliennes**

$$P_{out} = P_n \cdot \left\{ A - \exp\left[-\left(\frac{V_f}{c(h)}\right)^{K(h)}\right] \right\} \quad (\text{II.21})$$

$$A = \frac{\exp\left[-\left(\frac{V_c}{c(h)}\right)^{K(h)}\right] - \exp\left[-\left(\frac{V_R}{c(h)}\right)^{K(h)}\right]}{\left(\frac{V_R}{c(h)}\right)^{K(h)} - \left(\frac{V_c}{c(h)}\right)^{K(h)}} \quad (\text{II.22})$$

Avec :

$P_n$  : est la puissance nominale de l'éolienne.

$V_c$  : est la vitesse de démarrage de l'éolienne.

$V_f$  : est la vitesse d'arrêt de l'éolienne.

$V_R$  : est la vitesse nominale de l'éolienne.

k(h) : est le facteur de forme de Weibull à la hauteur du moyeu de l'éolienne.

c(h) : est le facteur d'échelle de Weibull à la hauteur du moyeu de l'éolienne.

#### **II.4.5. Facteur de capacité**

Le facteur de capacité (CF), est un élément qui permet de mesurer la productivité d'une centrale éolienne, ou de toute autre installation de production d'énergie. Il compare la production réelle de la centrale sur une période de temps donnée Eout à la quantité, de puissance que la centrale aurait produite si elle avait fonctionné à pleine capacité

$E_r = 8760.P_n$  dans le même laps de temps. IL est calculé par l'équation suivante exprimée en pourcentage. [35,36]

$$C_F = \frac{E_{out}}{E_r} \quad (II.23)$$

Où :

$P_n$  : est la puissance nominale de WCS.

#### **II .4.6. Taux de fonctionnement**

Le taux de fonctionnement  $E_h$  est un paramètre utilisé pour exprimer l'exploitation des parcs éoliens il est exprimé tel que :

$$E_h = 8760.C_F \quad (II.24)$$

### **II.5. Implémentation de la centrale**

L'implémentation nécessite une discipline et démarches liées au gisement du site pour favoriser ou non cette implémentation.

#### **II.5.1. Condition de l'installation**

Afin d'optimiser l'exploitation des parcs éoliens, certaines mesures doivent être prises en compte. En effet, un mauvais choix de certains paramètres pourra porter préjudice à une installation éolienne, afin d'éviter le phénomène de sillage, on tiendra en compte l'espacement des éoliennes. L'installation des éoliennes sur un site doit tenir en compte les dimensions du terrain perpendiculaire et parallèle à la direction prédominante du vent. Les conditions à respecter sont les suivantes [39]

$$(N_1 + 1) \times 10H < IN \quad (II.23)$$

$$(N_2 + 1) \times 3D < L \quad (II.24)$$

$$N = N_1 \times N_2 \quad (II.25)$$

Où :

I : est la dimension du terrain perpendiculaire à la direction prédominante du vent ;

L : est la dimension du terrain parallèlement à la direction prédominante du vent ;

D : est le diamètre du rotor de la machine ; H, Hauteur du pylône ;

$N_1$  : est le nombre d'aérogénérateurs par rangée ;

$N_2$  : le nombre de rangée d'aérogénérateurs ;

$N$  : est le nombre total d'aérogénérateurs à placer sur le site.

## **II.6. Etude économique**

Étant donné que la viabilité économique des projets éoliens dépend de leur capacité à produire de l'électricité à un faible coût d'exploitation par unité d'énergie, une estimation précise de tous les coûts liés à la production d'électricité pendant toute la durée de vie du système, est essentiel. Différentes méthodes sont généralement utilisées pour estimer coût d'exploitation d'une unité d'énergie produite par le système de conversion de l'énergie éolienne [40-41].

Le coût actualisé de l'électricité (LCOE) [40] est l'une des méthodes les plus couramment utilisées. Le LCOE du système de conversion de l'énergie éolienne peut être décrit comme le rapport du coût total actualisé du système de conversion de l'énergie éolienne à l'électricité annuelle produite par ce système [40].

La détermination du coût unitaire de l'énergie comporte deux grandes étapes : Dans une première étape, en prenant en considérations le coût d'investissement initial du système et la valeur actuelle des opérations et coût de maintenance (O&M) tout au long de la durée de vie du système, la valeur actuelle des coûts (PVC) est calculée ; la deuxième étape consiste à déterminer le coût unitaire de l'énergie (par kWh).

### **II.6.1. La valeur actuelle des coûts**

La valeur actualisée des coûts (PVC) peut être calculée comme suit :

$$PVC = I_c + C_{om(p)} \quad (II.26)$$

Où

$I_c$  est le coût d'investissement initial,  $C_{om(p)}$  est la valeur actualisée des coûts d'exploitation et de maintenance pour la durée de vie du système

Le coût d'investissement initial de l'IC comprend le coût de l'éolienne et tous les autres coûts initiaux, y compris les coûts des travaux de génie civil, de l'installation, des câbles de connexion au réseau et du conditionnement de l'énergie. Le coût de l'éolienne peut être déterminé comme suit :

$$C_{wt} = C_{spé} \times P_n \quad (II.27)$$

Où :

Cspé et Pn sont respectivement le coût spécifique et la puissance nominale de l'éolienne.

La valeur actuelle des coûts O&M (20 ans de maintenance) est exprimée comme [41,42] :

$$C_{om(p)} = C_{om(a)} \left[ \frac{(1+i)}{(d-i)} \right] \times \left[ 1 - \left( \frac{(1+i)}{(1+d)} \right)^t \right] \quad d \neq i \quad (\text{II.28})$$

Où

i, d et T sont le taux d'inflation pour le fonctionnement, le taux d'intérêt et la durée de vie utile de la turbine en années (20 ans), respectivement.

$C_{om(a)}$  : est le coût d'exploitation et d'entretien pour la première année. Ce coût est exprimé en fraction du coût du composant. Dans cette étude, il est supposé être de 15% du coût annuel de la turbine (prix machine/durée de vie) [43, 44].

### **II.6.2. Le coût actualisé de l'énergie**

Le coût unitaire de l'énergie (LCOE) : est déterminé par :

$$LCOE = TAC/E_{wgt} \quad (\text{II.29})$$

Où :

TAC et Ewgt représentent respectivement le coût total annualisé et l'énergie totale annuelle.

Le TAC est calculé en utilisant la valeur actualisée des coûts (PVC) et le facteur de récupération du capital (CRF) :

$$TAC = PVC \times CRF \quad (\text{II.30})$$

Pour un taux d'actualisation d et une durée de vie utile du système t donnés, le facteur de récupération du capital est défini comme [42] :

$$CRF = \frac{d(1+d)^t}{(1+d)^t - 1} \quad (\text{II.31})$$

## **II.7. Conclusion**

Dans ce chapitre nous avons présenté quelques modèles utilisées pour l'évaluation du potentiel énergétique éolien. Dans un premier temps, nous avons présenté les distributions de Weibull et hybride Weibull et Rayleigh. Nous avons par la suite présenté les paramètres du vent et les deux lois utilisées pour l'extrapolation verticale de la vitesse du vent. Par ailleurs, nous avons présenté la Modélisation du potentiel énergétique éolien. A la fin de cette partie nous avons présenté une analyse économique des projets d'énergie éolienne.

# **Chapitre III**

## **Etude et dimensionnement d'une centrale éolienne**

## **1. Introduction**

L'énergie produite par une éolienne dépend principalement de la distribution des vitesses du vent du site d'implantation et de sa courbe caractéristique puissance-vitesse. Cette dernière est la caractéristique de l'aérogénérateur qui influence le plus sur la puissance produite par la machine. La technologie utilisée (type de la machine) et la taille de la machine sont les deux principaux paramètres dont dépend la caractéristique puissance-vitesse de la machine.

Le système proposé dans ce chapitre présente les résultats d'une étude spatio-temporelle sur le régime du vent dans la région sud de Laghouat au sud Algérien, l'étude est focalisée sur le site de Hassi R'mel à partir des données journalières prise à 10m d'altitude de la période entre 2004 et 2007 obtenues par la station métrologique de Hassi R'mel (32.95°E, 3.92°N, 682 m). En utilisant les lois statistiques pour la caractérisation temporelle des paramètres du vent et les lois d'extrapolation pour la caractérisation spatiale de la vitesse du vent afin d'exprimer l'estimation statistique du potentiel énergétique éolien à des différentes altitudes. Ensuite, la direction du vent est établie pour l'orientation des aérogénérateurs dans la phase d'implémentation d'une centrale éolienne de 16MW connectée au réseau électrique. Enfin, l'évaluation de la prédiction de l'énergie électrique produite est faite tout en nous appuyant sur la prise en compte des choix des aérogénérateurs, de leurs facteurs de charge et de cout unitaire de chaque éolienne.

### **III.2. présentation du site**

Le site étudié est situé dans un endroit quelque stratégique car il est situé à proximité de la zone de production d'électricité. (Figure III.1)



*Figure (III. 1) : le site étudié- région Hassi R'mel.[46]*

### **III.3. Résultats de la simulation**

#### **III.3.1. Etude à 10m**

Les résultats de l'étude statistique annuelle et mensuelle des relevés de vitesses du vent à 10m de hauteur dont la distribution de Weibull annuelle, mensuelle et les paramètres du vent sont présentées, respectivement, par les figures (III.2 et III.3), et les tableaux (III.1), (III.2).

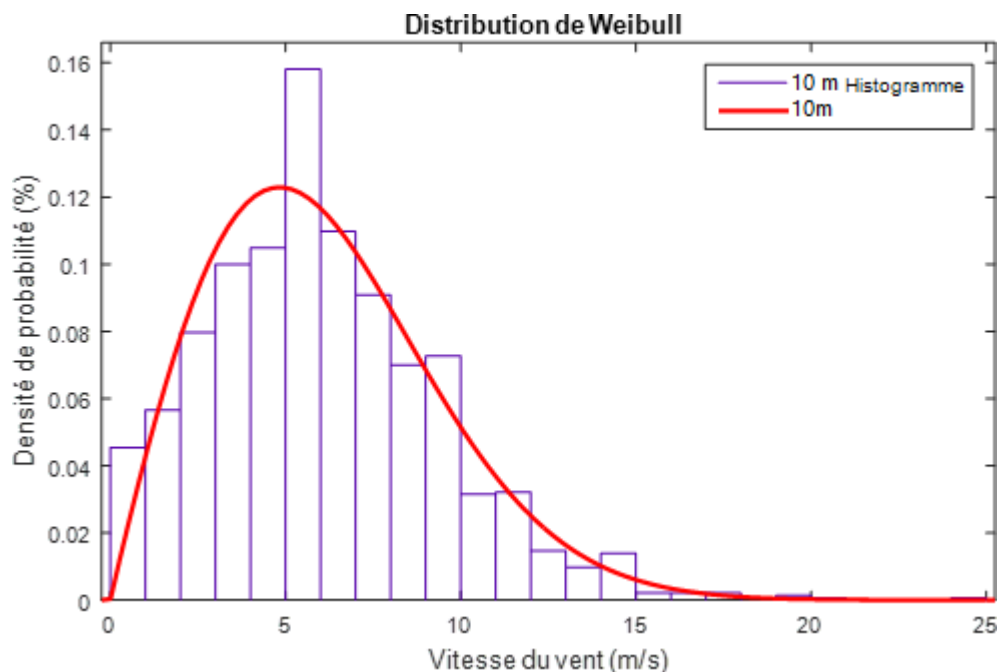


Figure (III. 2): La distribution annuelle de Weibull

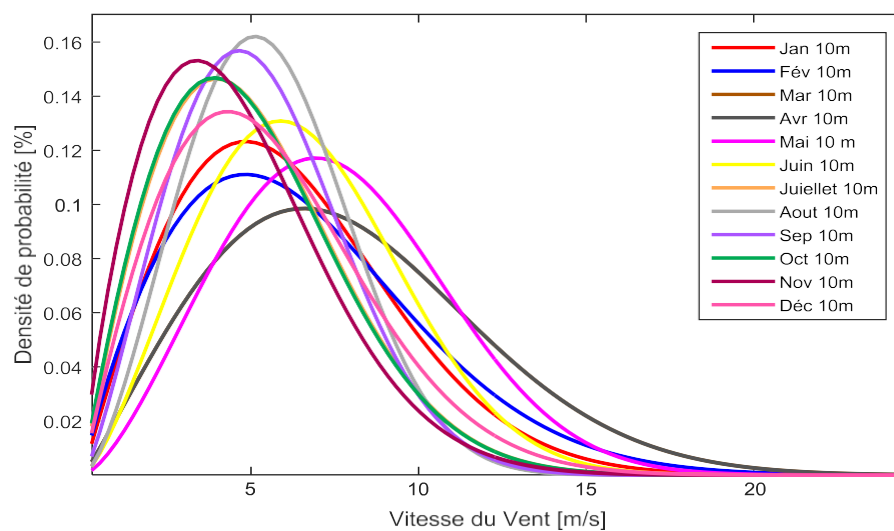


Figure (III. 3): La distribution mensuelle de Weibull

Tableau (III. 1) : les paramètres du vent de la région (à 10m)

K	C [m/s]	<V> [m/s]	VEm [m/s]	VF [m/s]	Pdis/A [W/m <sup>2</sup> ]
1.97154	6.91385	6.1290	12.04	8.389	273.25

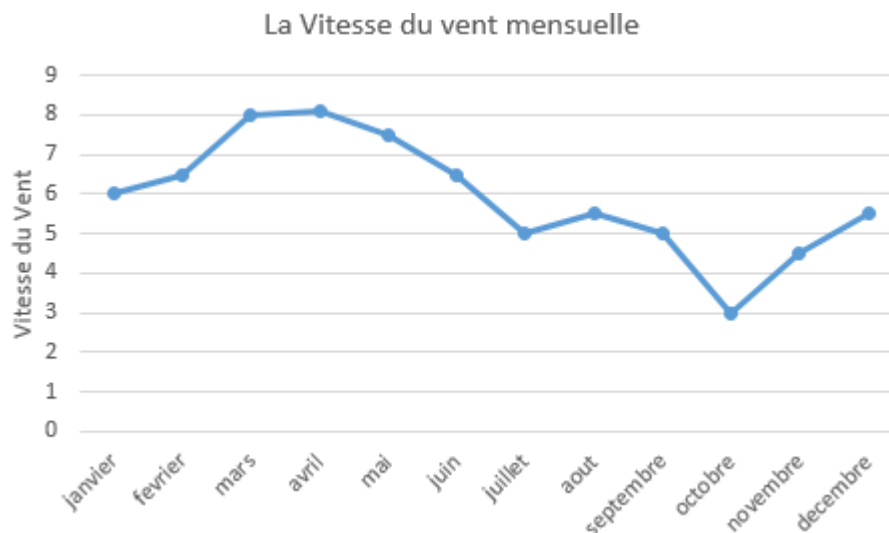


Figure (III. 4): Variation mensuelle de la vitesse du vent [m/s]

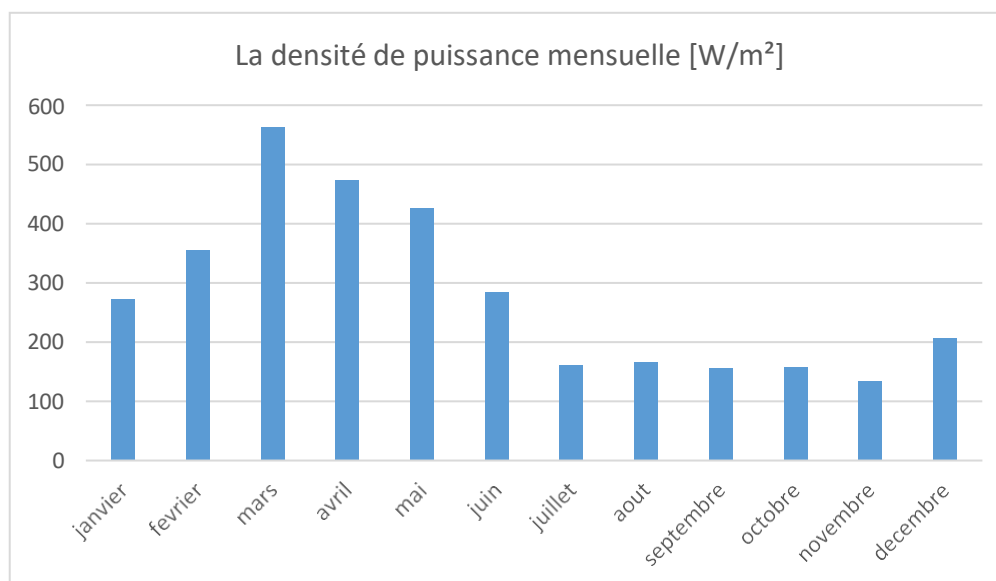


Figure (III. 5): Variation mensuelle de la densité de puissance [W/m²]

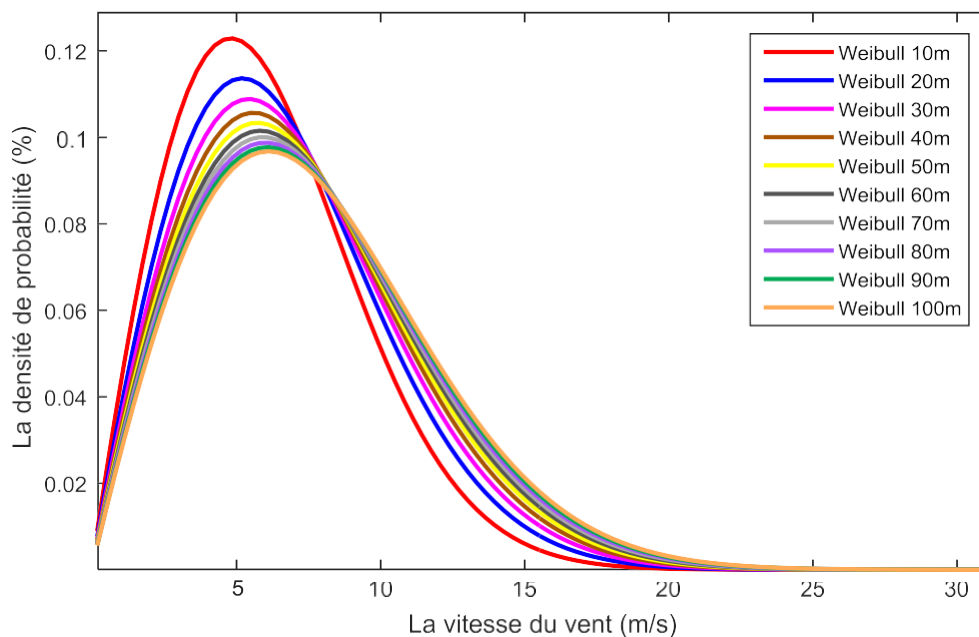
L'analyse des courbes présentées par les figures (III.3, III.4 et III.5) décrit une variation de vitesse du vent mensuelle moyenne et du potentiel éolien mensuel. Les mois de février, Mars, Avril et Mai sont les plus intéressants, alors que les mois Juillet, Octobre et Novembre sont les moins ventés.

**Tableau (III. 2) : les paramètres du vent mensuel de la région (à 10m)**

Mois	K	C	$\langle V \rangle$	$V_F$	$V_{EM}$	Calme %
Janvier	1.982	6.9184	6.1323	8.4243	12.0249	2
Février	1.8531	7.3644	6.5407	8.5318	13.1603	4.42
Mars	2.0954	8.9837	7.9569	11.3034	15.2958	0.8
Avril	2.7802	9.0707	8.0748	12.4660	14.2336	0
Mai	2.4779	8.5586	7.5921	11.4891	13.8313	0.8
Juin	2.3751	7.4134	6.5706	9.8291	12.1250	0
Juillet	1.9495	5.7630	5.1101	6.9398	10.0822	2.4
Aout	2.5220	6.2736	5.5076	8.4598	10.0901	1.3
Septembre	2.2823	6.0010	5.3159	7.8466	9.9330	0.8
Octobre	1.9316	5.7147	3.0686	6.8370	10.0350	0
Novembre	1.8146	5.2791	4.6911	6.0054	9.5227	1.7
Décembre	1.9430	6.2684	5.5588	7.5308	10.9811	2.4

### III.3.2. Extrapolation des paramètres du vent

Le potentiel éolien augmente avec la hauteur, à 90 m les valeurs atteignent presque le triple des valeurs calculées à 10 m tableau(III.3), mais l'allure des courbes reste identique à celle à 10 m ; figure(III.6).



**Figure (III. 6) : Distribution de Weibull a déférente hauteur.**

**Tableau (III. 3) : les paramètres du site à différentes hauteurs.**

Paramètre du site	K	C	$\langle V \rangle$ [m/s]	VEM [m/s]	VF [m/s]	Pdis/A [W/m <sup>2</sup> ]
10m	1.97154	6.9138	6.1290	12.04	83893	273.25
20m	1.97154	7.47652	6.6278	13.02	9.0721	345.54
30m	1.97154	7.80565	6.9196	13.59	9.4715	393.21
40m	1.97154	8.0318	7.1266	14	9.7548	428.39
50m	1.97154	8.22032	7.2872	14.31	9.9746	459.27
60m	1.97154	8.36832	7.4184	14.57	10.154	484.52
70m	1.97154	8.49345	7.5293	14.79	10.306	506.59
80m	1.97154	8.60185	7.6254	14.98	10.437	526.23
90m	1.97154	8.6974	7.7101	15.14	10.553	543.96
100m	1.97154	8.78298	7.7860	15.29	10.657	560.18

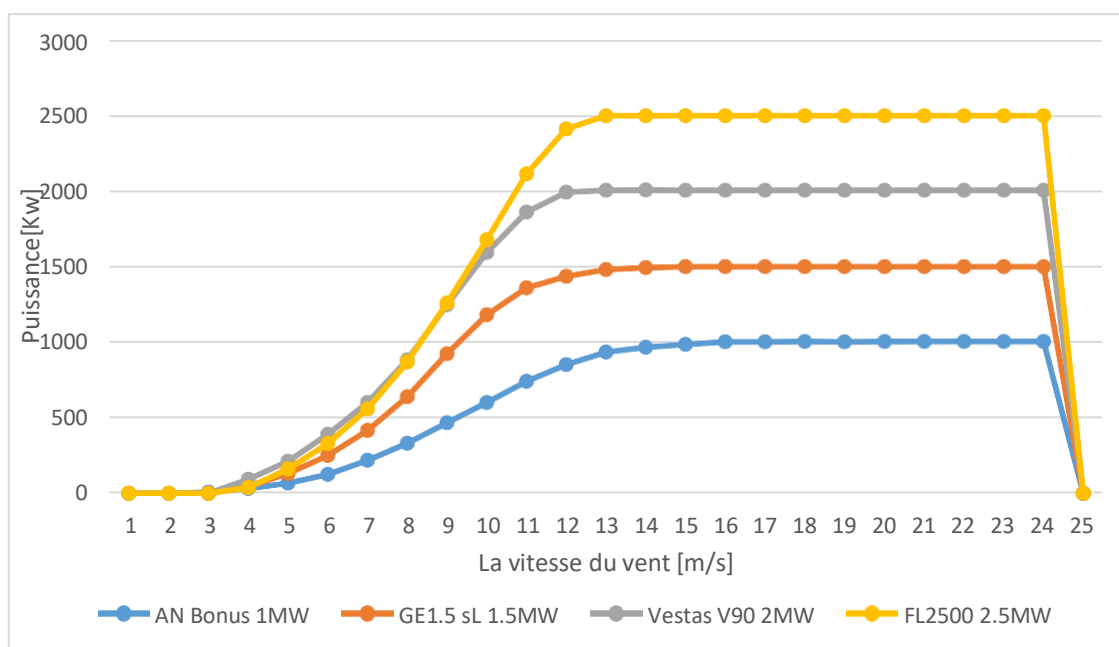
### **III.4. Adaptation et choix des aérogénérateurs**

L'analyse suivante vise à aider les concepteurs et les utilisateurs à choisir l'éolienne la plus appropriée pour une centrale éolienne de 16MW pouvant être installée à cette région comme indiqué à la section précédente. Dans ce contexte, quatre éoliennes commerciales (AN Bonus 1MW, GE1.5 sL, Vestas V90 2MW, et FL2500) avec des puissances nominales différentes ont été sélectionnées. Les données techniques des modèles d'éoliennes choisies sont résumées dans le tableau (III.4) et les courbes des puissances sont indiquées sur la figure (III.7) [20]. Pour l'installation d'une centrale éolienne de 16MW on a besoin soit de : 16 éoliennes (AN Bonus 1MW) ou bien 11 éoliennes (GE1.5de 1.5MW), ou 8 éoliennes (Vestas V90 2MW) ou bien 7 éoliennes (FL2500de 2.5MW).

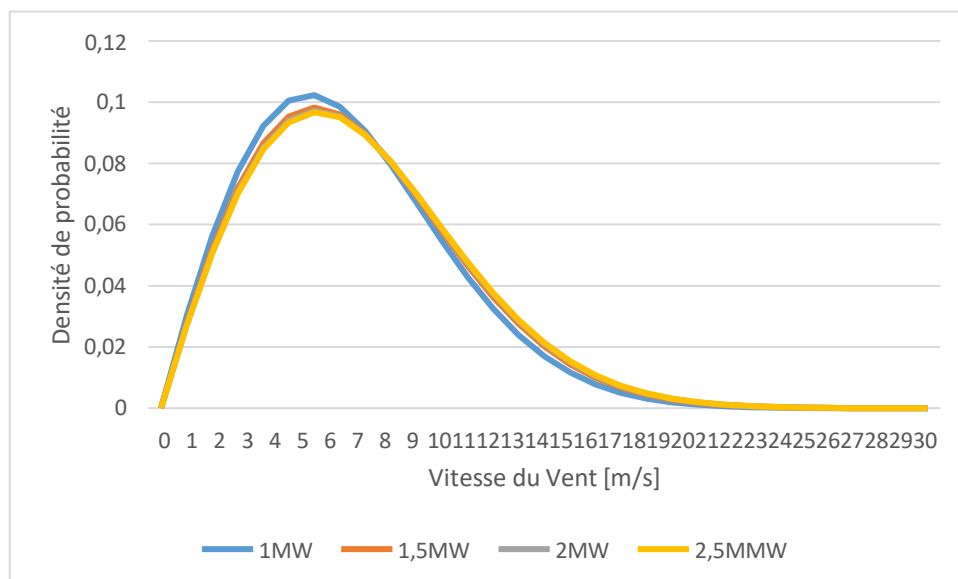
Dans cette étude, l'extrapolation verticale de la vitesse du vent est approchée par une loi de cisaillement du vent [36] à des différentes hauteurs pour les turbines choisies (1MW, 1.5MW, 2MW et 2.5MW) afin de calculer les densités des vitesses de chaque hauteur qui sont illustrées dans la figure (III.8) pour l'estimation de la puissance de sortie de l'éolienne.

**Tableau (III. 4): Données techniques des différentes éoliennes commerciales utilisées**

Type d'éolienne	Vitesse de démarrage [m/s]	Vitesse de coupure [m/s]	Vitesse de nominale [m/s]	Puissance nominale [Kw]	Densité de Puissance [W/ m <sup>2</sup> ]	Hauteur de la nacelle [m]	Diamètre du rotor [m]
AN Bonus 1MW	3	25	15	1000	434.8	<b>55</b>	50
GE1.5 sL	3.5	25	12	1500	322.1	61.4/64.7/80/ <b>85</b> /100	77
Vestas V90 2MW	4	25	13	2000	314.4	80/ <b>95</b> /105	90
Fuherlander FL2500	4	25	12.5	2500	393	85/ <b>100</b> /117/141/160	90



**Figure (III. 7): Courbes de puissance des éoliennes choisies.**



**Figure (III. 8): densité de probabilité des vitesses du vent des éoliennes choisies.**

**Tableau (III. 5) : les paramètres du site pour les éoliennes choisies**

Paramètres du site	k	c	$\langle v \rangle$ [m/s]	VEM [m/s]	Pdis/A [W/m <sup>2</sup> ]	VF [m/s]
AN Bonus 1MW	1.97154	8.29769	7.3558	14.45	310.42	10.06
GE1.5 MW sL	1.97154	8.65106	7.6690	15.06	351.80	10.49
Vestas V90 2MW	1.97154	8.74134	7.7490	15.22	362.92	10.60
FL2500 2.5MW	1.97154	8.78298	7.7860	15.29	368.14	10.65

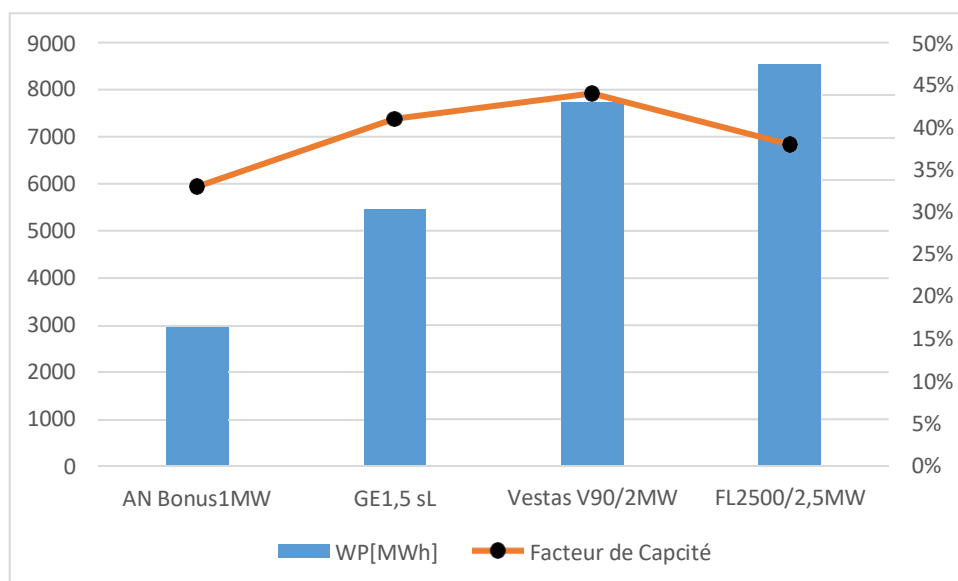
L'énergie annuelle a été obtenue en utilisant la courbe de puissance fournie par le constructeur et les données de vent du site. La figure (III.9) montre la production d'énergie annuelle et le facteur de capacité des éoliennes choisies et le tableau (III.6) représente la production annuelle et le facteur de capacité et le taux de fonctionnement des éoliennes installées.

L'énergie annuelle de la centrale de 16 MW varie de 46.68 GWh pour (AN Bonus 1MW) à 62 GWh pour (Vestas V90 2MW).

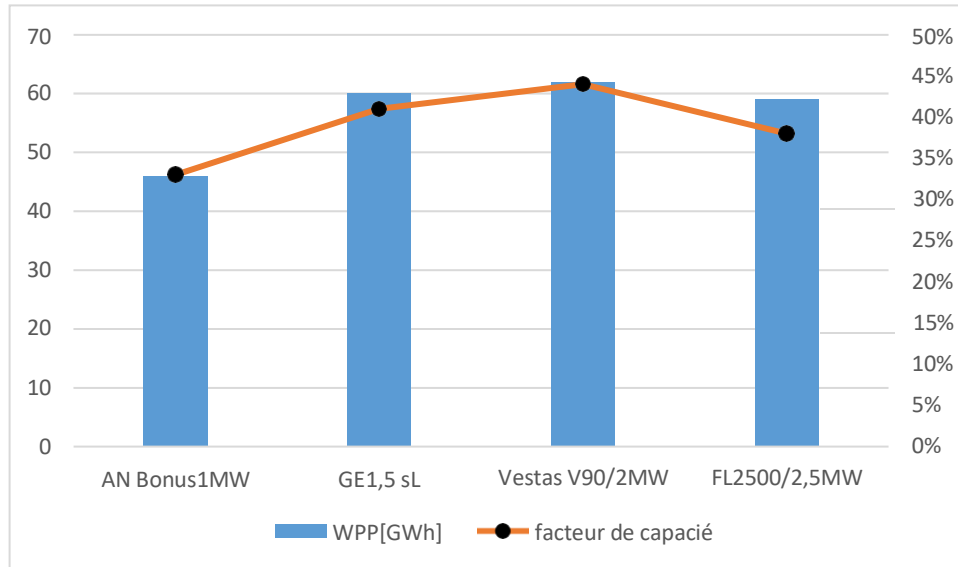
La production annuelle d'une éolienne est aussi exprimée par le facteur de capacité de la turbine. Selon la valeur de ce facteur est généralement affectée par la nature intermittente du vent, la disponibilité de la machine et le rendement de la turbine. Il varie habituellement de 25 à 70 %.

Le facteur de capacité de notre étude varie légèrement entre 33% pour (AN Bonus 1MW) et 44% pour (Vestas V90/2 MW). Ceci permet de noter que le facteur de capacité ne dépend pas essentiellement de la taille de l'éolienne.

Le taux de fonctionnement varie entre 2891 pour (AN Bonus 1MW) et 3854 pour (Vestas V90/2Mw).



**Figure (III. 9): la production annuelle et le facteur de capacité de chaque éolienne.**



**Figure (III. 10): la production annuelle et le facteur de capacité de chaque centrale.**

Les facteurs de capacité à Hassi R'mel sont supérieurs à la valeur minimale recommandée de 25 % pour toutes les éoliennes. Cela fait suite à l'observation précédente selon laquelle l'emplacement de Hassi R'mel est un excellent site pour le développement de l'énergie éolienne. Sur la base du facteur de capacité des modèles d'éoliennes, le modèle Vestas V90/2 MW sera le meilleur choix.

**Tableau (III. 6) : Production annuelle, capacité facteur, et taux de fonctionnement de chaque éolienne**

	AN Bonus 1MW	GE1.5 MW sL	Vestas V90 2MW	FL2500 2.5MW
$E_{out}$ (GW)	2.918	5.473	7.734	8.534
Cf	0.33	0.41	0.44	0.38
Eh	2891	3592	3854	3329

L'éolienne meilleure à installer d'après l'énergie annuelle produite du parc éolien proposé est le type Vestas V90 2MW, non seulement à cause de son mât qui est de 95 mètres, mais présentant également le facteur de capacité très important 0,44.

Pour notre premier choix nous proposons 8 éoliennes du type Vestas V90 2MW le second à 11 éolienne du type GE1.5MW sL les deux alternatives proposées produisent respectivement environ 62 GWh/an et 60,2 GWh/an.

**Tableau (III. 7) : dimensions optimale de terrain d'implémentation.**

	N1	N2	I <sub>opt</sub> [m]	L <sub>opt</sub> [m]	S <sub>opt</sub> [Hectare]
AN Bonus 1MW	16	1	584.37	300	17.53
	8	2	309.37	450	13.92
	6	3	240.62	600	14.43
	4	4	171.87	750	12.89
	2	8	103.12	1350	13.92
GE1.5sL/1.5MW	11	1	927.274	462	42.83
	6	2	540.90	963	52.08
Vestas V90 2MW	<b>8</b>	<b>1</b>	1068.75	540	<b>57.71</b>
	<b>4</b>	<b>2</b>	593.75	810	<b>48.09</b>
	<b>3</b>	<b>3</b>	475	1080	<b>51.30</b>
	<b>2</b>	<b>4</b>	356.25	1350	<b>48.09</b>
FL2500 2.5MW	7	1	1142.85	540	61.71
	4	2	714.28	810	57.85

### III.5. Analyse des coûts énergétiques

L'analyse économique a été réalisée pour estimer le coût du kWh produit par la centrale éolienne de 16 MW. Le coût spécifique de l'éolienne dépend de la puissance nominale et varie selon les fabricants. Ainsi, nous considérons un intervalle de bande (valeurs maximales et minimales). Le tableau(III.8) montre le coût spécifique des éoliennes pour différentes gammes de taille [40, 44, 45]. Le coût par kW diminue avec l'augmentation de la taille de l'éolienne. Pour les éoliennes de plus de 200 kW, le coût de l'éolienne peut être fixé à 1150 \$/kW (moyenne entre le minimum de 700 \$/kW et le maximum de 1600 \$/kW).

**Tableau (III. 8) : Gamme de coût spécifique des éoliennes.[40,44 ,45]**

Taille de l'éolienne (kW)	Coût spécifique (\$/kW)	Coût spécifique moyen (\$/kW)
<20	2200-3000	2600
20-200	1250-2300	1775
200>	700-1600	1150

L'estimation des coûts a été faite sous les hypothèses suivantes [32] :

- Le coût d'O&M et de réparation est considéré comme représentant 15 % du coût annuel de l'éolienne (prix de la machine/durée de vie).
- Le taux d'intérêt (d) et le taux d'inflation (i) ont été respectivement de 8% et 6%.
- La durée de vie de l'éolienne (T) a été supposée être de 20 ans.

### ***Chapitre III Etude et dimensionnement d'une centrale éolienne***

---

- Les autres coûts initiaux, y compris les travaux de génie civil, l'installation, les câbles de connexion au réseau et l'alimentation conditionnement sont supposés représenter 30 % du coût de l'éolienne.

Les résultats de l'analyse des coûts sont présentés dans le tableau (III.9).

**Tableau (III. 9) : Analyse des coûts pour chaque éoliennes (\$/kWh).**

Modèle de turbine	Énergie annuelle (MWh)	Facteur de capacité	Coût unitaire (\$/kWh)
AN Bonus (1MW)	2918	0.33	0.057
GE1.5 MW sL (1.5MW)	5473	0.41	0.045
Vestas V90 (2MW)	7734	0.44	0.043
FL2500 (2.5MW)	8534	0.38	0.048

D'après l'analyse des coûts, on constate que :

- Le coût du kWh dépend de l'éolienne et varie entre 0,043 \$/kWh et 0,057 \$/kWh.
- Le coût minimum et maximum du kWh est obtenu pour le Vestas V90 et le AN Bonus.
- Le coût de l'électricité ne dépasse pas 0,060 \$/kWh, ce qui est un prix très compétitif par rapport au prix de l'électricité payé par le consommateur du secteur domestique en Algérie (0,054 \$/kWh) et le coût de l'électricité éolienne diminuera encore avec le développement de la technologie de l'énergie éolienne.

Les résultats de cette étude en cours encouragent la construction d'une centrale éolienne à Hassi R'mel. De plus, en utilisant « GE1.5MW sL et Vestas V90/2MW » est fortement recommandé.

**Tableau (III. 10) : Analyse des coûts pour une centrale éolienne de 16 MW installée à l'aide de différents modèles d'éoliennes (\$/kWh).**

Modèle de turbine	Énergie annuelle (GWh)	Facteur de capacité	Coût unitaire (\$/kWh)	Surface [Hectare]	La valeur actuelle des couts (\$)
AN Bonus 1MW	46.68	0.33	0.057	12.89	26 201 345
GE1.5 MW sL	60.20	0.42	0.046	42.83	27 020 137
Vestas V90 2MW	62	0.44	0.043	48.09	26 201 345
FL2500 2.5MW	60	0.39	0.049	57.85	28 657 721

### **III.6. Conclusion**

A travers ce chapitre, nous avons présenté les résultats relatifs à l'étude du gisement éolien dans la région de Hassi R'mel comprenant aussi l'estimation de la production énergétique annuelle d'une centrale éolienne d'une puissance nominale de 16MW. La centrale éolienne comprenait 8 aérogénérateurs de type Vestas V90. Par la suite, une étude financière a été faite en estimant le coût du kWh produit.

Cette étude prévoit l'énergie éolienne de la centrale en question, en se basant sur un choix judicieux de l'aérogénérateur. Si on choisit l'éolienne du type Vestas V90 2MW : Le potentiel éolien de ce site à 95 m de hauteur présente une vitesse moyenne de 7.74 m/s et une densité d'énergie égale à 362 W/m<sup>2</sup> pour la direction privilégiée. L'exploitation de 8 machines fournit une puissance de 16MW pour une production énergétique annuelle de 62 GWh. Pour notre second choix de l'éolienne Ge1.5MW sL le potentiel à 85m de hauteur présente, une vitesse moyenne annuelle de 7.66m/s et une densité d'énergie égale à 351.80W/m<sup>2</sup>.

D'après l'analyse des coûts, on constate que :

Le coût minimum par kWh est de 0,043 \$/kWh en utilisant le modèle Vestas V90/2MW et ce prix est un prix très compétitif par rapport au prix de l'électricité payé par le consommateur algérien. La ressource éolienne pourrait fournir un substitut viable au carburant diesel.

# **Conclusion Générale**

## **Conclusion Générale**

Le travail présenté dans ce mémoire porte sur l'étude techno-économique d'une centrale éolienne à la région de Hassi R'mel, au sud de Laghouat. Dans un premier temps nous avons établi la description de la source énergétique primaire qui est définie par le vent et ses caractéristiques.

Par la suite, nous avons présenté les différents modèles pour l'étude statistique d'un gisement éolien, en décrivant entre autres, la distribution de Weibull et l'extrapolation verticale de la vitesse du vent.

Nous avons par ailleurs décrit les aérogénérateurs, leurs types, leurs Données techniques.

Dans un dernier temps, nous avons présenté les résultats de notre travail qui a compris une étude statistique sur la distribution des vents de la région de Hassi R'mel par rapport aux années, mois. Les résultats statistiques nous ont permis de tracer la carte des vents et de la densité énergétique moyenne à 10m de hauteur. Ainsi, ses résultats obtenus sont résumés comme suit :

- Une vitesse moyenne du vent à la région étudiée qui atteint les 6.12m/s.
- La densité de puissance moyenne, en fonction des mois, et de l'année à plusieurs hauteurs a montré un potentiel éolien énorme de 273.25 W /m<sup>2</sup> considéré perdu dans la nature.
- Le site au fort potentiel éolien choisi qui se situe à Hassi R'mel au sud de la ville de Laghouat a pu recevoir 8 aérogénérateurs, d'une puissance nominale de 2MW, donnant ainsi une puissance nominale totale au parc de 62GW.
- Le coût de l'électricité ne dépasse pas 0,060 \$/kWh, ce qui est un prix très compétitif par rapport au prix de l'électricité payé par le consommateur du secteur domestique en Algérie (0,054 \$/kWh) et le coût de l'électricité éolienne diminuera encore avec le développement de la technologie de l'énergie éolienne.

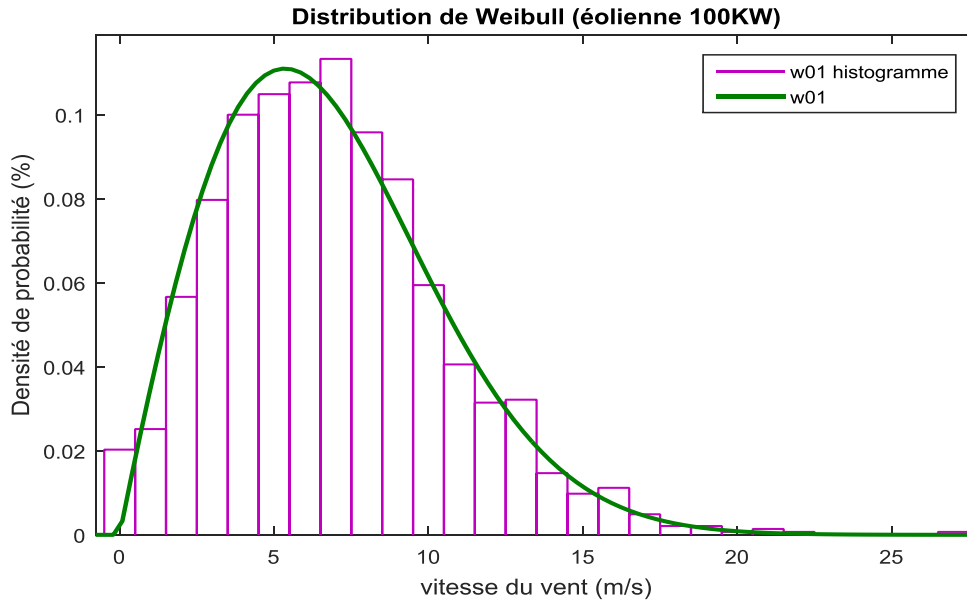
# Reference Bibliographies

- [1] Addour miloud et Allouti lyes, « etude de maximisation d'un système éolien » mémoire de Master ». Université de Bejaia, 2013
- [2] <https://www.techno-science.net/glossaire-definition/Vent.html>
- [3] C. 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, 39 (2011) 7136–7145
- [4] Y. Himrib, S. Rehmana, B. Draouic, S. Himrid. “Renewable and Sustainable Energy Reviews”, Volume 12, Issue 9, December 2008, Pages 2495-2504
- [5] <http://www.passion-meteo.net/decouverte/vents.htm> (Février 2022)
- [6] F .Chellali, «Etude du comportement stochastique et cyclique du vent enAlgérie», Thèse de Doctorat, Ecole Nationale Polytechnique, Alger. 2011
- [7] O.Bouchiba, « Contribution à l'étude du gisement éolien a la région de Laghouat » mémoire de Magister ». Université de Laghouat, 2012
- [8] Nachida KASBADJI MERZOUK «évaluation du gisement énergétique éolien contribution a la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie».Thèse de Doctorat, Université Abou BekrBelkaïd Tlemcen, Unité de Recherche physique énergie renouvelable Tlemcen. 2006
- [9] <http://oooxygene.alwaysdata.net/eolienne.html> 15/03/2022
- [10] Syndicat des énergies renouvelables, France Énergie Éolienne, mai 2010
- [11] S.METATLA «Optimisation et régulation des puissances d'une éolienne à base d'une MADA » mémoire de magister de école nationale supérieure polytechnique d'Alger, 2009
- [12] B. Paluch, “Introduction à l'énergie éolienne,” Revue REE, No. 5, pp. 35-50, Mai 2005
- [13] A. Boyette. «contrôle commande d'un générateur asynchrone à double alimentation avec un système de stockage pour la production éolienne» thèse de doctorat de l'université Henri Poincaré, Nancy, 2006
- [14] N. Laverdure «Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires» .Thèse de doctorat d'institut national polytechnique de Grenoble, 2005

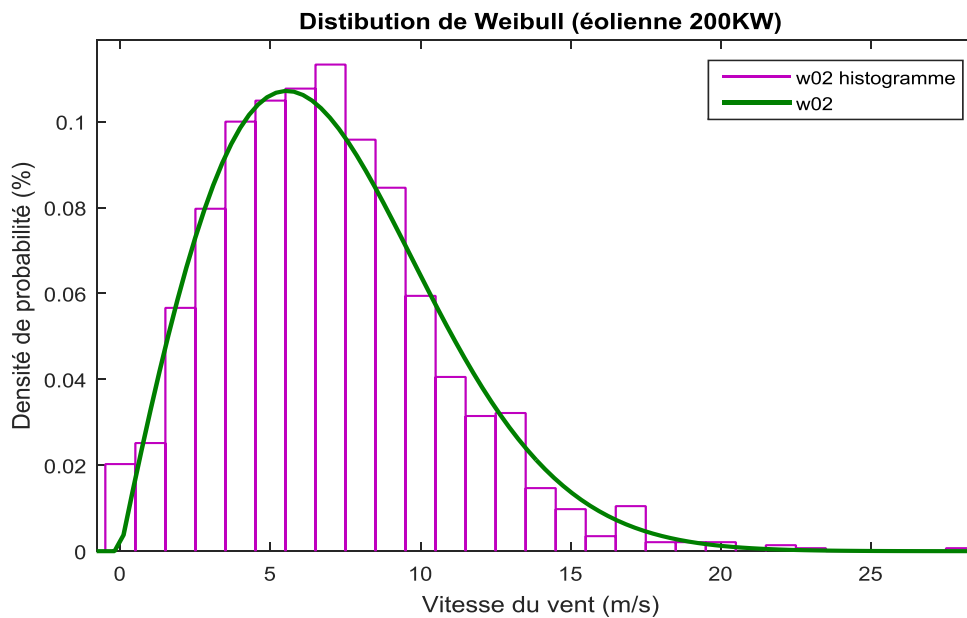
- [15] M. Latreche «Tahar Commande Floue de la Machine Synchrone à Aimant Permanent (MSAP) utilisée dans un système éolien» Mémoire de Magister Université Ferhat Abbas de Setif, 2012
- [16] B. Paluch, “Introduction à l’énergie éolienne,” Revue REE, No. 5, pp. 35-50, Mai 2005
- [17] Y. Ettoumi, « Ressources Energétiques Renouvelables en Algérie. » Thèse, USTHB, Alger 2002
- [18] R. Maouedj, S. Bousalem , B. Benyoucef, « Optimisation d’un système de pompage éolien Application aux sites sahariens », Revue des Energies Renouvelables,2008
- [19] Chang TJ Wu YT Hsu HY Chu CR Liao CM “Assessment of wind characteristics and wind turbine characteristics in Taiwan”. Renewable Energy 28:851-871(2003)
- [20] Irwin JS. A theoretical variation of the wind profile power law exponent as a function of surface roughness length and stability. Atmos Environ 1979;13:191-194
- [21] R. Maouedj, S. Bousalem , B. Benyoucef, « Optimisation d’un système de pompage éolien Application aux sites sahariens»,Revue des Energies Renouvelables,2008
- [22] C.W. Pereira, « L’énergie éolienne Principe de fonctionnement », développement viable Mai ,2006
- [23] S. TARAFT « Etude de stockage inertiel d’énergie dans une chaine de conversion éolienne à vitesse variable basée sur une machine asynchrone à double alimentation », Mémoire de Magister, Université de Bejaia, 2008
- [24] Y. HOCINI « Commande d’une génératrice pour énergie éolienne » Mémoire de Magister, Université Mohamed BOUDIAF, ORAN, 2013
- [25] F. Boukli Hacène, N. Kasbadji Merzouk et L. Loukarfi, « Analyse Statistique et Elaboration d’un Atlas Eolien de la Vallée du Cheliff’ », Revue des EnergiesRenouvelables, Vol. 10, N°4, pp. 583 – 588, 2007
- [26] S.Bivona, R. Burlon, and C.Leone, « Hourly wind speed analysis in Sicily»Renewable Energy.2003 Jul; 28(9):1371-1385

- [27] Karen Rosen; Robert Van Buskirk , and Karina Garbesi « Wind Energy Potential of Coastal Eritrea: an Analysis of Sparse Wind Data», Solar Energy. 1999 Jun;66(3):201-213
- [28] M. Elamouri, F. Ben Amar, «Wind energy potential in Tunisia», Renewable Energy 33 (2008) 758–768
- [29] M.AZAGNANDJI, & al, « Wind Energy Potential Assessment and Wind Turbine Performance Investigation in the Cotonou Coast (Benin Republic) », International Journal of Engineering Research in Africa, 2019 November; Vol. 45, pp89-98
- [30] Chellali, F., Khellaf, A., Belouchrani, A., & Recioui, A. (2011) « A contribution in the actualization of wind map of Algeria » Renewable and Sustainable Energy Reviews, 15(2), 993-1002
- [31] Sathyajith Mathew, & al «Analysis of Wind Regimes for Energy Estimation», Renewable Energy Volume 25, Issue 3, March 2002, Pages 381-399
- [32] Sathyajith Mathew, & al «Analysis of Wind Regimes for Energy Estimation», Renewable Energy Volume 25, Issue 3, March 2002, Pages 381-399
- [33] A.S. Ahmed Shata, R. Hanitsch, « Electricity generation and wind potential assessment at Hurghada, Egypt », Renewable Energy 33 (2008) 141–148
- [34] Bonfils Safari\*, Jimmy Gasore, « A statistical investigation of wind characteristics and wind energy potential based on the Weibull and Rayleigh models in Rwanda », Renewable Energy 35 (2010) 2874-2880
- [35] M.AZAGNANDJI, & al, « Wind Energy Potential Assessment and Wind Turbine Performance Investigation in the Cotonou Coast (Benin Republic) », International Journal of Engineering Research in Africa, 2019 November; Vol. 45, pp89-98
- [36] M. Al-Ghriybah, & al, «wind energy assessment for the capital city of Jordan, Amman », Journal of Applied Engineering Science, 17(2019)3, 611, 310 – 319
- [37] Bonfils Safari\*, Jimmy Gasore, «A statistical investigation of wind characteristics and wind energy potential based on the Weibull and Rayleigh models in Rwanda» Renewable Energy 35 (2010) 2874-2880

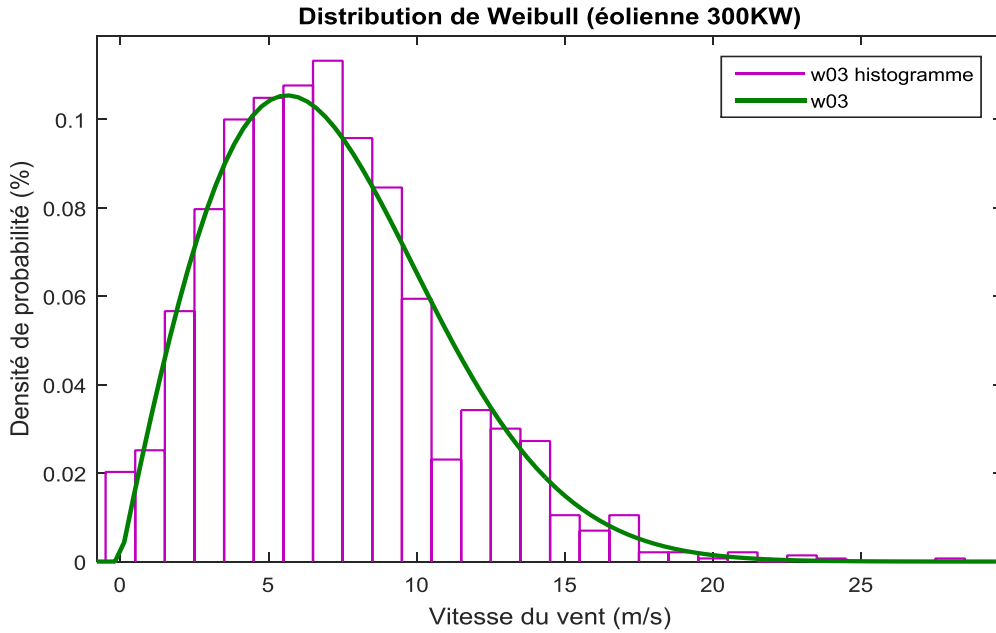
- [38] Laerte de Araujo Lima, Celso Rosendo Bezerra Filho, «Wind energy assessment and wind farm simulation in Triunfo-Pernambuco, Brazil», *Renewable Energy* 35 (2010)2705-2713
- [39] Merzouk, N. K. (2000). «Wind energy potential of Algeria. *Renewable Energy*», 21(3-4), 553-562
- [40] Gökçek M, Genç MS. “Evaluation of electricity generation and energy cost of wind energy conversion systems (WECS) in Central Turkey””. *Appl Energy* 2009; 86:2731–9
- [41] Diaf S, Belhamel M, Haddadi M, Louche A. “Technical and economic assessment of hybrid photovoltaic/wind system with battery storage in Corsica island”. *Energy Policy* 2008; 36: 743–754
- [42] Diaf S. « Intégration des systèmes à sources renouvelables d'énergie pour la production décentralisée d'électricité en site isolé ». thèse doctorat PHD en Sciences 2009, Ecole Nationale Supérieure Polytechnique Algérie
- [43] Shata AS, Hanitsch R. “Evaluation of wind energy potential and electricity generation on the coast of Mediterranean Sea in Egypt”. *Renewable Energy* 2006; 31: 1183–1202
- [44] Adaramola MS, Paul SS, Oyedepo SO. “ Assessment of electricity generation and energy cost of wind energy conversion systems in north-central Nigeria”. *Energy Convers Manage.* 2011; 52: 3363–3368
- [45] Mathew S. *Wind energy: “fundamentals, resource analysis and economics.* Berlin Heidelberg” Springer; 2006
- [46] <https://www.google.com/maps/place/Centrale+%C3%A9lectrique+mixte+d+e+Hassi+R'Mel/@33.1266392,3.3483661,1604m> 15/05/2022



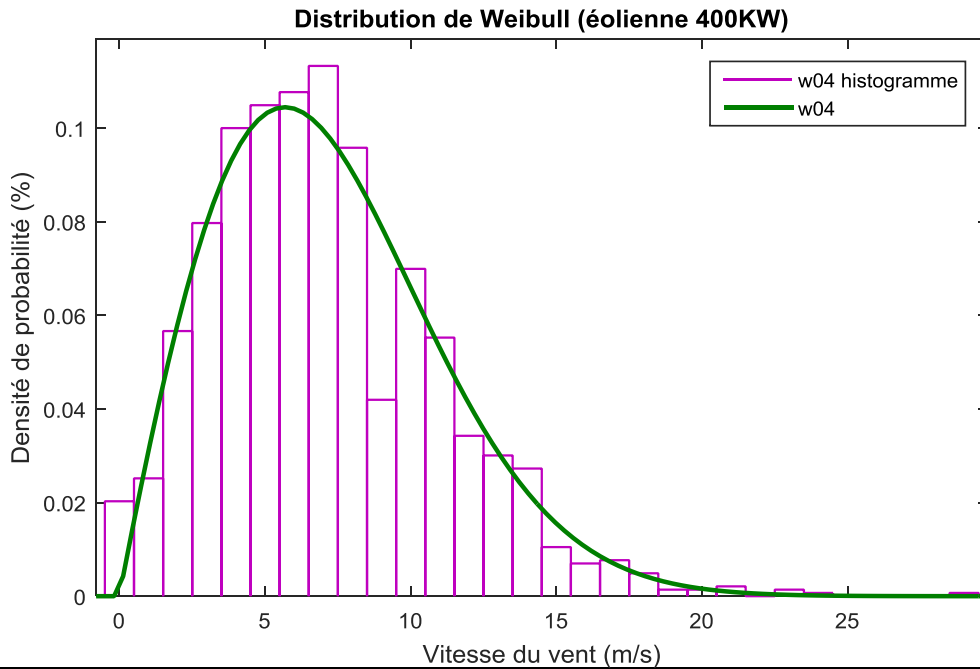
<b>K</b>	<b>C [m/s]</b>	<b>&lt;V&gt; [m/s]</b>	<b>VEm [m/s]</b>	<b>VF [m/s]</b>	<b>Pdis/A [W/m<sup>2</sup>]</b>
1.97154	7.6577	6.788	13.33	9.291	371.27



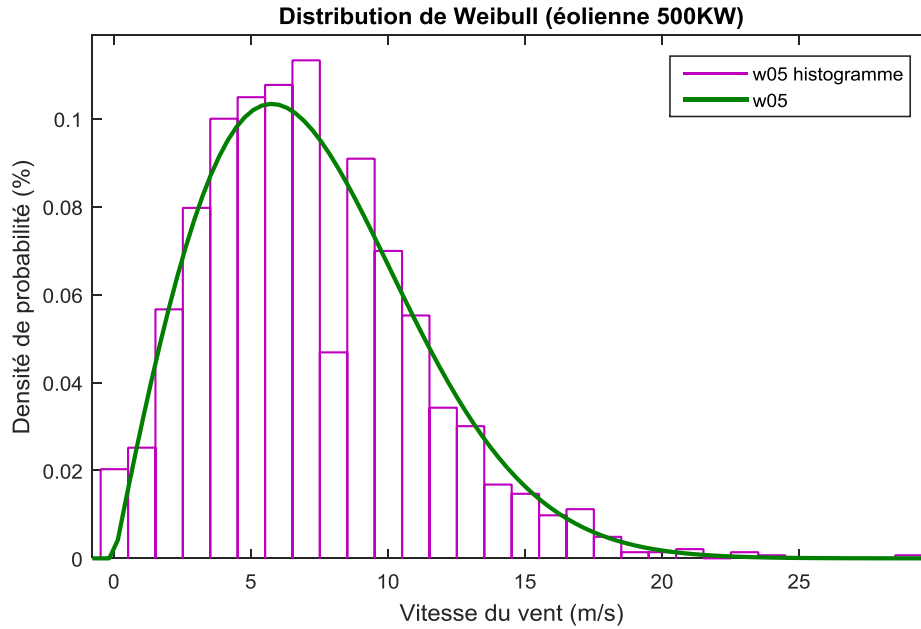
<b>K</b>	<b>C [m/s]</b>	<b>&lt;V&gt; [m/s]</b>	<b>VEm [m/s]</b>	<b>VF [m/s]</b>	<b>Pdis/A [W/m<sup>2</sup>]</b>
1.97154	7.9308	7.030	13.81	9.6233	412.43



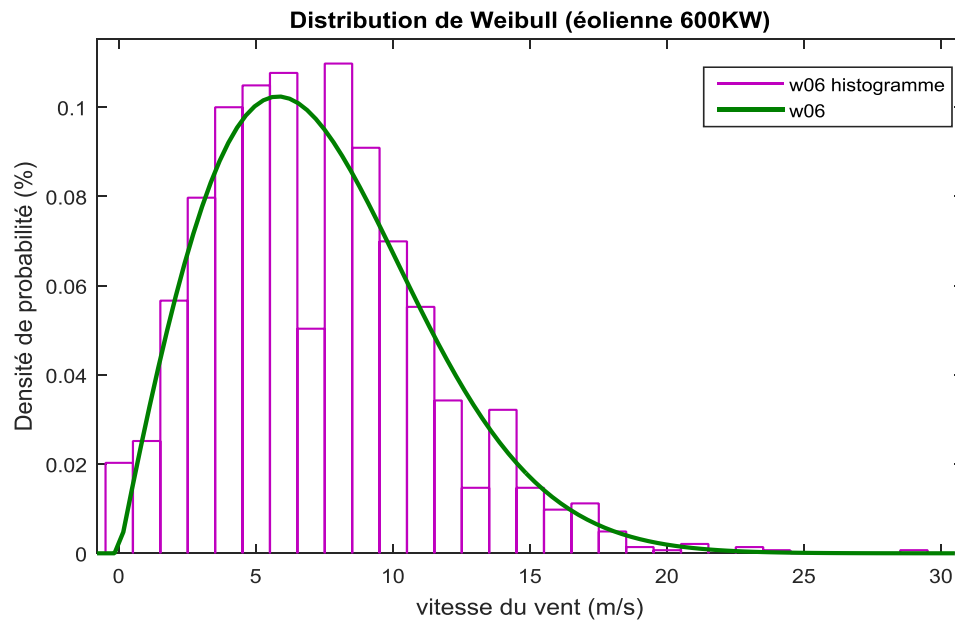
<b>K</b>	<b>C</b> [m/s]	<b>&lt;V&gt;</b> [m/s]	<b>VEm</b> [m/s]	<b>VF</b> [m/s]	<b>Pdis/A</b> [W/m <sup>2</sup> ]
1.97154	8.0592	7.144	14.03	9.7791	432.79



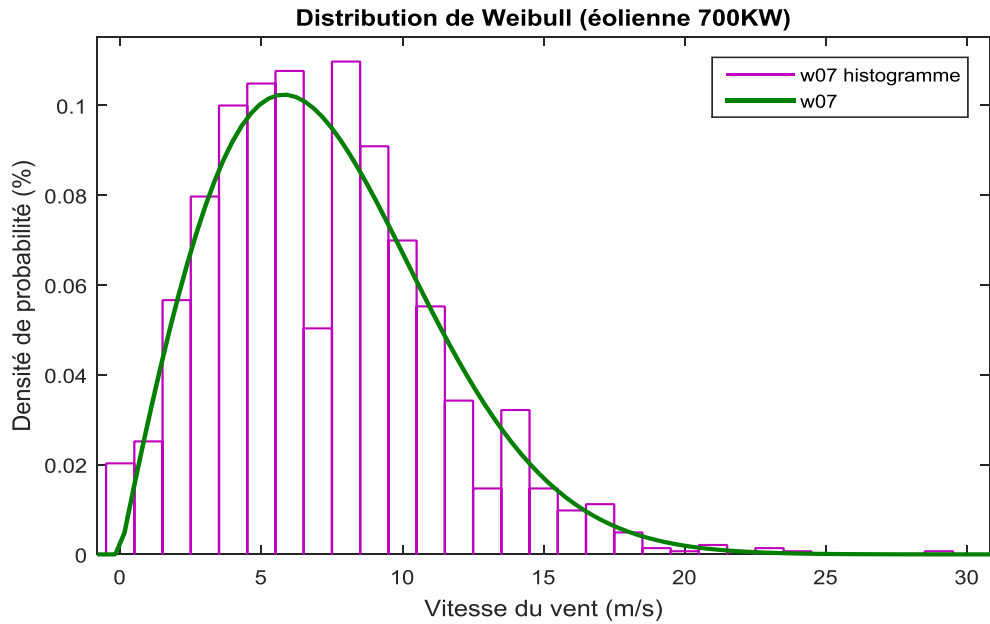
<b>K</b>	<b>C</b> [m/s]	<b>&lt;V&gt;</b> [m/s]	<b>VEm</b> [m/s]	<b>VF</b> [m/s]	<b>Pdis/A</b> [W/m <sup>2</sup> ]
1.97154	8.1348	7.2114	14.16	9.8709	445.08



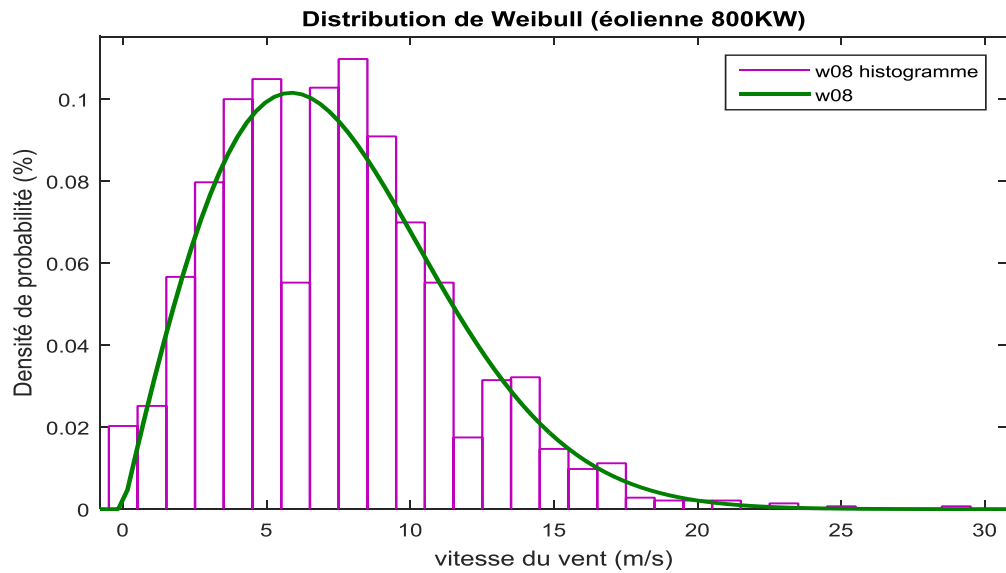
<b>K</b>	<b>C</b> [m/s]	<b>&lt;V&gt;</b> [m/s]	<b>VEm</b> [m/s]	<b>VF</b> [m/s]	<b>Pdis/A</b> [W/m <sup>2</sup> ]
1.97154	8.2203	7.2872	14.31	9.9746	459.26



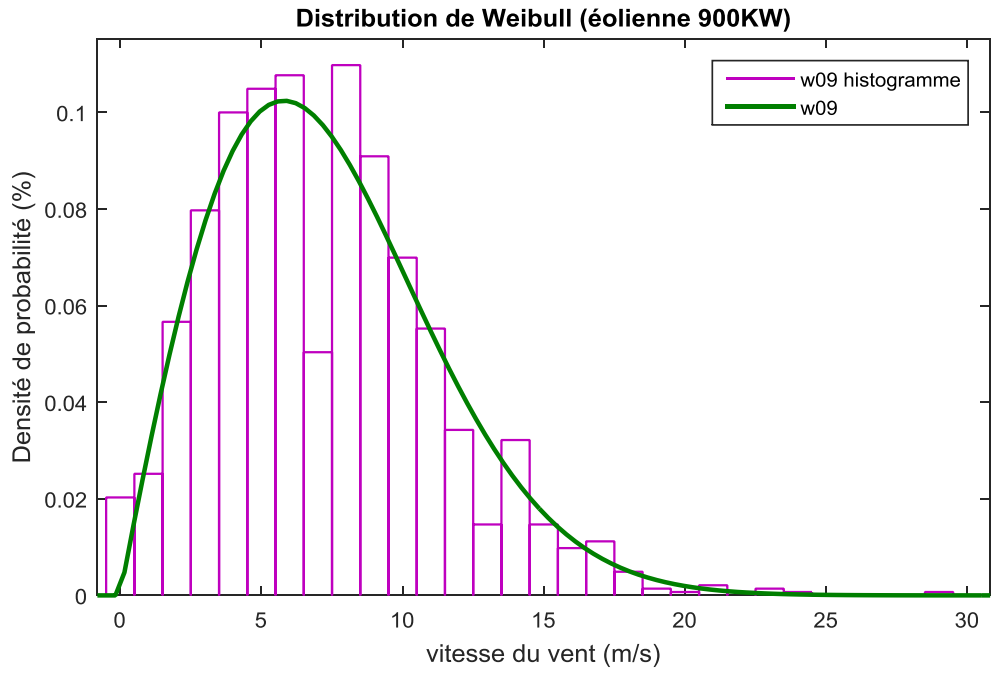
<b>K</b>	<b>C</b> [m/s]	<b>&lt;V&gt;</b> [m/s]	<b>VEm</b> [m/s]	<b>VF</b> [m/s]	<b>Pdis/A</b> [W/m <sup>2</sup> ]
1.97154	8.2977	7.3558	14.45	10.068	472.36



K	C [m/s]	<V> [m/s]	VEm [m/s]	VF [m/s]	Pdis/A [W/m <sup>2</sup> ]
1.97154	8.2977	7.3558	14.45	10.068	472.36



K	C [m/s]	<V> [m/s]	VEm [m/s]	VF [m/s]	Pdis/A [W/m <sup>2</sup> ]
1.97154	8.3683	7.4183	14.57	10.15	484.52



<b>K</b>	<b>C</b> [m/s]	<b>&lt;V&gt;</b> [m/s]	<b>VEm</b> [m/s]	<b>VF</b> [m/s]	<b>Pdis/A</b> [W/m <sup>2</sup> ]
1.97154	8.2977	7.3558	14.45	10.068	472.36

## ملخص

الهدف الرئيسي من هذه الرسالة هو إجراء دراسة تقنية واقتصادية لمحطة طاقة الرياح في منطقة حاسي الرمل، جنوب الأغواط، لتحقيق هذا الهدف قمنا بتحليل البيانات الجوية التي تم جمعها من مطار حاسي الرمل، والتي أعطت نتائج هائلة لمتوسط السرعة السنوي وكذا لمتوسط كثافة الطاقة في هذه المنطقة. تم تقديم تحجيم لأربع محطات لطاقة الرياح من خلال حساب الطاقة سنوية المنتجة وعامل السعة ومعدل التشغيل لكل محطة بالإضافة إلى تكلفة الوحدة للكيلوواط ساعي المنتجة، التي أكدت بأن المنطقة بأكملها التي تمت دراستها جعل من الممكن تحديدها منطقة مواتية لاستغلال طاقة الرياح.

**الكلمات المفتاحية:** تحليل البيانات، دراسة اقتصادية، تحجيم محطات الرياح، طاقة الرياح.

## Résumé

L'objectif principal de cette thèse est de mener une étude technico-économique du parc éolien de la région de Hassi R'Mel, au sud de la Région de Laghouat. Un dimensionnement de quatre centrales éoliennes a été présenté en calculant l'énergie annuelle produite, le facteur de capacité et le taux de fonctionnement de chaque centrale en plus du coût unitaire du kilowattheure produit, ce qui a confirmé que l'ensemble de la zone étudiée permettait de l'identifier. Comme une zone favorable à l'exploitation de l'énergie éolienne.

**Mots clé :** Analyse de données, étude économique, dimensionnement de centrales éoliennes, énergie éolienne.

## Abstract

The main objective of this thesis is to conduct a technical and economic study of the wind farm in the Hassi R'Mel region, south of the Laghouat region. A sizing of four wind power plants was presented by calculating the annual energy produced, the capacity factor and the operating rate of each plant in addition to the unit cost of the kilowatt-hour produced, which confirmed that the entire area studied allowed him to be identified. As a favorable area for the exploitation of wind energy.

**Keywords:** Data analysis, economic study, sizing of wind power plants, wind energy.