

REPUBLIQUE DU NIGER  
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR, DE  
LA RECHERCHE ET DE L'INNOVATION  
UNIVERSITÉ DAN DICKO DANKOULODO DE  
MARADI



**Faculté des Sciences et Techniques**  
**Département de Physique**

**Mémoire**

PRÉSENTÉ POUR L'OBTENTION DU MASTER

**Spécialité : Systèmes Energétiques Durables pour Sociétés en Développement  
(2SED)**

**Thème : Etude de viabilité d'une éolienne pour l'alimentation en  
énergie électrique du bloc des laboratoires de la Faculté des  
Sciences et Techniques (FST) de l'Université Dan Dicko  
Dankoulodo de Maradi (UDDM).**

**Présenté par :**

Mahamadou Nouroudine IDI MAIHAWARE

**Encadré par :**

Dr Hamidou AROUNA SALEY,  
Maitre-Assistant, UDDM/Niger

**Supervisé par :**

Prof. Saïdou MADOUGOU,  
Professeur Titulaire, UAM/Niger

Soutenu devant le jury composé de :

Amadou SEIDOU H. MAÏGA, Professeur Titulaire, UGB/ Sénégal (Président)

Saïdou MADOUGOU, Professeur Titulaire, UAM/Niger (membre)

Hamidou AROUNA SALEY, Maitre-Assistant, UDDM/Niger (membre)

Année académique 2019-2020

## **Dédicace**

*Ce modeste travail de mémoire est dédié :*

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

*A mes frères et sœurs.*

*A mes tuteurs (trices).*

*A mon directeur de mémoire.*

*A mes enseignants.*

*Aux personnes que j'aime.*

*Et aux camarades de ma promotion.*

***M. IDI MAIHAWARE Mahamadou Nouroudine***

## Remerciements

Je remercie Allah, le Tout Puissant, le miséricordieux, de m'avoir appris ce que j'ignorais, de m'avoir donné la santé et tout ce dont j'avais besoin pour réaliser ce modeste travail de mémoire.

Je remercie très vivement Monsieur AROUNA SALEY Hamidou enseignant-chercheur à l'Université Dan Dicko Dankoulodo de Maradi (UDDM) pour avoir accepté d'encadrer ce travail, pour sa disponibilité ainsi que pour m'avoir fait bénéficier de ses compétences scientifiques, pour ses observations enrichissantes, ses qualités humaines dans toutes leurs dimensions et également pour ses nombreux conseils et son soutien moral tout au long de ce travail.

Mes sincères remerciements au Professeur Saïdou MADOUGOU, Professeur Titulaire à l'Université Abdou Moumouni de Niamey, pour avoir accepté de superviser et d'examiner ce travail. Vos remarques pertinentes et vos précieux conseils ont permis d'améliorer significativement la qualité de ce document.

Je tiens à remercier infiniment le professeur Amadou SEIDOU H. MAÏGA, Professeur Titulaire à l'Université Gaston Berger (Sénégal), pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de présider le jury de soutenance et d'examiner ce travail.

Mes remerciements vont également à tous ceux qui ont participé de près ou de loin à ma formation, à tous ceux qui m'ont enrichi de leurs connaissances et à tous ceux et celles qui m'ont aidé pour mener à terme ce travail.

Mes remerciements s'adressent également à tout le personnel de l'Université Dan Dicko Dankoulodo de Maradi en général et particulièrement aux enseignants et chercheurs des départements de mathématiques et de Physique.

Enfin, merci également à toutes les personnes qui ont su redonner espoirs sans même qu'elles le sachent, lorsque je me sens au plus bas, par un petit mot ou un simple geste. Merci pour leur sympathie et le plaisir que j'ai eu à les côtoyer au quotidien, malgré les humeurs parfois insoutenables, faute de la pression du travail, je l'avoue.

## Résumé

L'objectif de ce travail est d'évaluer les ressources éoliennes disponibles sur le nouveau site de l'UDDM dans le but d'étudier la viabilité technico-économique d'une éolienne autonome qui servira à alimenter le bloc des laboratoires de physique en énergie électrique. L'étude technique du système est faite en se basant sur les données obtenues à la Direction de la Météorologie Nationale (DMN). Ces données sont mesurées à 10 mètres d'altitude à la station météorologique de Maradi. Le traitement des données enregistrées sur dix années (2008-2017) a permis d'obtenir une vitesse moyenne annuelle de 1,76 m/s, avec un écart-type de 0,72 m/s et un coefficient de variation interannuelle de 0,41. La distribution statistique de Weibull a été utilisée pour prédire de façon fiable le potentiel éolien du site à partir des données trihoraires, enregistrées entre 2013 et 2016 par la DMN. Il ressort de cette étude, à 10 m du sol, que l'année 2013 est la moins venteuse avec une faible vitesse moyenne annuelle de 1,57 m/s et l'année 2016 est la plus venteuse, avec une vitesse moyenne annuelle de 3,69 m/s. Les paramètres de Weibull (facteur de forme  $k$  et facteur d'échelle  $c$ ) sont calculés à 10 m puis extrapolés à 30 m et à 50 m. La densité de puissance moyenne annuelle et celle d'énergie moyenne annuelle ont été calculées à 10 m ( $7,59 \text{ W/m}^2$  ;  $66491,92 \text{ Wh/m}^2$ ) (2013) et ( $76,66 \text{ W/m}^2$  ;  $673342,188 \text{ Wh/m}^2$ ) (2016), puis à 30 m ( $22,47 \text{ W/m}^2$  ;  $196,872 \text{ kWh/m}^2$ ) (2013) et ( $174,97 \text{ W/m}^2$  ;  $1536,907 \text{ kWh/m}^2$ ) (2016) et à 50 m ( $37,24 \text{ W/m}^2$  ;  $326,188 \text{ kWh/m}^2$ ) (2013) et ( $256,85 \text{ W/m}^2$  ;  $2256,146 \text{ kWh/m}^2$ ) (2016). Les résultats de ces calculs ont permis de dimensionner le système éolien à installer sur le site d'étude. Une étude technico-économique a été effectuée en utilisant la méthode PVC « Present Value Cost » et celle CPU « Cost Per Unit ». L'étude a permis de déterminer le coût d'investissement (variant de 318097705,57 FCA à 645315957,31 FCFA selon que les points de consommations énergétiques soient diminués ou pas) et celui du kilowattheure (kWh) éolien. Ce coût du kilowattheure éolien varie de 118,07 FCFA/kWh (à 10 m) à 32,8 FCFA/kWh (à 50 m). A 50 m le coût du Kilowattheure est compétitif. Cette étude apporte une aide efficace aux décideurs politiques et à tous ceux qui sont en charge de la planification et la réalisation de projets éolien dans la région de Maradi en général, et le nouveau site de l'UDDM en particulier.

**Mots clés :** éolienne autonome, viabilité technico-économique, paramètres de Weibull, système éolien, étude économique.

## Abstract

The objective of this work is to evaluate the wind resources available at the new site of the University of Maradi, in order to study the technical and economic viability of a stand-alone wind turbine that will be used to power the block of physics laboratories with electric energy. The technical study of the system is based on data obtained from the Directorate of National Meteorology (DNM). These data are measured at an altitude of 10 meters at the meteorological station of Maradi. Processing the 10-year data resulted in an average annual speed of 1,76 m/s with a standard deviation of 0,72 m/s with an inter-annual coefficient of variation of 0,41. Weibull's statistical distribution was used to predict with strong confidence the wind potential upon our site, using data recorded at every each three hours between 2013 and 2016. Results at 10 m high shows that the year 2013 is the least windy year, with an average annual speed of 1,57 m/s and 2016 the most windy year, with an average speed of 3,69 m/s. Weibull's parameters (k-shaped factor and scale factor c) are calculated at 10 m high and then extrapolated to 30 m and 50 m. The annual average power density and the annual average energy density were calculated at 10 m high ( $7,59 \text{ W/m}^2$  ;  $66491,92 \text{ Wh/m}^2$ ) (2013) and ( $76,66 \text{ W/m}^2$  ;  $673342,188 \text{ Wh/m}^2$ ) (2016) and then 30 m ( $22,47 \text{ W/m}^2$  ;  $196,872 \text{ kWh/m}^2$ ) (2013) and ( $174,97 \text{ W/m}^2$  ;  $1536,907 \text{ kWh/m}^2$ ) (2016) and 50 m ( $37,24 \text{ W/m}^2$  ;  $326,188 \text{ kWh/m}^2$ ) (2013) and ( $256,85 \text{ W/m}^2$  ;  $2256,146 \text{ kWh/m}^2$ ) (2016). The obtained results enabled the site-compatible wind system to be sized. An economic study was then carried out using Present Value Cost and Cost Per Unit method, which esteemed the cost of investment (ranging from 318097705,57 FCA to 645315957,31 FCFA depending on whether the points of energy consumption are reduced or not) and the cost of the kilowatt-hour that will be produced by the wind turbine to be installed. The cost ranges from 118,07 FCFA/kWh (at 10 m) to 32,8 FCFA/kWh (at 50 m). At 50 m the cost of kilowatt-hour is competitive. This study provides effective support to policy makers and all those who are in charge of the planning and implementation of wind projects in the Maradi region in general, and the new site of UDDM in particular.

**Keywords** : autonomous wind turbine, technical and economic viability, Weibull parameters, wind power system, economic calculation.

# Sommaire

Liste des tableaux .....	I
Liste des figures .....	III
Nomenclature .....	IV
Introduction générale.....	1
Références bibliographiques .....	3

## Chapitre I : Etat de l'art sur la production de l'énergie éolienne

Introduction .....	4
I.1 Le vent et ses irrégularités .....	4
I.1.1 Origine du vent .....	4
I.1.1.1 La force de gradient de pression.....	5
I.1.1.2 La force de Coriolis .....	5
I.1.1.3 Les forces de frottements au sol .....	5
I.1.2 Les variabilités de la vitesse du vent.....	5
I.1.2.1 Variabilité spatiale de la vitesse du vent .....	5
I.1.2.2 Variabilité temporelle de la vitesse du vent.....	6
I.1.3 Caractéristiques et Facteurs qui influent la vitesse du vent .....	6
I.1.3.1 Caractéristiques du vent.....	6
I.1.3.2 Facteurs qui influent la vitesse du vent .....	7
I.2 Production de l'énergie éolienne .....	7
I.2.1 Principe de fonctionnement d'une éolienne.....	7
I.2.2 Puissance disponible du vent .....	8
I.2.3 Le potentiel éolien.....	8
I.2.4 Paramètres de classification des éoliennes.....	8
I.2.4.1 La vitesse périphérique .....	8
I.2.4.2 Le coefficient de puissance.....	9
I.2.4.3 Le coefficient de couple .....	9
I.2.5 Les technologies des éoliennes .....	9
I.2.5.1 Eolienne à axe vertical.....	10
I.2.5.2 Eolienne à axe horizontal .....	10
I.2.5.3 Catégories des éoliennes.....	11
I.3 Les applications de l'énergie éolienne.....	11
I.3.1 Les avantages de l'énergie éolienne.....	12
I.3.2 Les limites des éoliennes .....	12

Conclusion.....	13
Références bibliographiques .....	14

## **Chapitre II : Méthodes de caractérisation du potentiel éolien et de dimensionnement d'une installation éolienne**

Introduction .....	15
II.1 Méthodes de caractérisation du potentiel éolien.....	15
II.1.1 Modèles d'analyse des vents .....	15
II.1.1.1 Distribution de Weibull .....	15
II.1.1.2 Distribution hybride de Weibull .....	17
II.1.1.3 Distribution de Rayleigh.....	17
II.1.2 Méthodes d'ajustement des paramètres de Weibull.....	18
II.1.2.1 Méthode de l'écart-type et vitesse moyenne .....	18
II.1.2.2 Méthode des moindres carrés .....	18
II.1.3 Extrapolation verticale de la vitesse du vent .....	19
II.1.3.1 Loi de puissance Justus C.G et all 1976 .....	19
II.1.3.2 Loi de puissance à coefficient variable.....	20
II.1.4 Extrapolation verticale des paramètres de Weibull.....	20
II.1.5 Définition des paramètres du vent.....	21
II.1.5.1 Vitesse moyenne et vitesse cubique moyenne.....	21
II.1.5.2 La variance de la distribution des vitesses.....	22
II.1.5.3 Facteur de puissance et indice de variation du vent .....	22
II.1.6 La rose des vents .....	23
II.1.7 Caractérisation du potentiel énergétique éolien .....	23
II.1.7.1 Densité de puissance moyenne du vent .....	24
II.1.7.2 Puissance théorique maximale récupérable (Limite de Betz) .....	25
II.1.7.3 Evaluation de la puissance éolienne moyenne utilisable.....	25
II.1.7.4 Puissance éolienne moyenne utile .....	26
II.1.7.5 Densité énergétique moyenne disponible .....	26
II.2 Procédure de dimensionnement d'une installation éolienne autonome .....	26
II.2.1 Caractérisation du gisement énergétique éolien du site .....	27
II.2.2 La détermination du profil de charge .....	27
II.2.3 Choix de l'éolienne .....	27
II.2.4 Dimensionnement du système de stockage .....	27
II.2.5 Dimensionnement du système de régulation.....	28
II.2.6 Dimensionnement du système de conversion (onduleur) .....	29

Conclusion.....	29
Références bibliographiques .....	30

### **Chapitre III : Matériels et méthodes**

Introduction .....	33
III.1 Position du problème .....	33
III.2 Présentation des données et méthodes de calculs .....	33
III.2.1 Présentation de la zone d'étude .....	33
III.2.2 Présentation des données.....	34
III.2.3 Méthodes de calculs .....	34
III.2.3.1 Variabilité temporelle et méthodes numériques pour l'estimation des paramètres de Weibull.....	34
III.2.3.2 Variabilité spatiale .....	34
III.2.3.3 Extrapolation des paramètres de Weibull .....	35
III.2.3.4 Caractérisation du potentiel énergétique éolien du site .....	36
III.2.3.5 Evaluation de la consommation énergétique du bloc des laboratoires .....	36
III.2.3.6 Dimensionnement du système éolien.....	36
Conclusion.....	36
Références bibliographiques et Webographies .....	37

### **Chapitre IV : Résultats et discussions**

Introduction .....	38
IV.1 Caractéristiques du vent à 10 mètres du sol .....	38
IV.1.1 Variation à l'échelle annuelle et interannuelle.....	38
IV.1.2 Variation saisonnière de la vitesse moyenne du vent.....	40
IV.2 Etude de la direction du vent (rose des vents) .....	41
IV.3 Modélisation de la vitesse du vent.....	46
IV.3.1 Distribution statistique de la vitesse du vent .....	46
IV.3.2 Ajustement par la fonction de Weibull .....	49
IV.4 Densité de puissance moyenne et d'énergie moyenne annuelle.....	52
IV.5 Résultats d'extrapolation verticale de la vitesse moyenne du vent et des paramètres de Weibull à la hauteur du mât.....	52
IV.6 La densité de puissance et l'énergie générée à la hauteur du moyeu .....	53
IV.7 Analyse de la consommation énergétique du site.....	54
IV.8 Dimensionnement de l'aérogénérateur à installer sur le site.....	55
IV.9 Simulation de la puissance et énergie générées par l'aérogénérateur HF15.0-50 kW sur le site d'étude.....	56
IV.10 Dimensionnement du système de conversion (onduleur) .....	57

IV.11	Dimensionnement du système de stockage (batterie) .....	58
IV.12	Dimensionnement du système de régulation .....	59
IV.13	Etude économique.....	60
IV.14	Etude d'impact environnemental .....	63
	Conclusion.....	63
	Références bibliographiques et Webographies .....	65
	Conclusion générale et perspectives .....	67
	Annexe 1 : Courbes de Weibull pour 5 ans (2013-2017).....	a
	Annexe 2 : Courbes de Weibull saisonnière pour 2013 et 2016 .....	c
	Annexe 3 : besoins énergétiques détaillés du bloc des laboratoires.....	e
	Annexe 4 : besoins énergétiques saisonnières du bloc des laboratoires si la consommation est réduite.....	f

## Liste des tableaux

### Chapitre I : Etat de l'art sur la production de l'énergie éolienne

Tableau I.1: différentes valeurs du coefficient $\alpha$ suivant les caractéristiques des lieux.....	6
Tableau I.2 : classification des turbines éoliennes.....	11

### Chapitre II : Méthodes de caractérisation du potentiel éolien et de dimensionnement d'une installation éolienne

Tableau II.1 : Expressions des modèles d'analyse des vents.....	22
Tableau II.2 : Expressions de l'écart-type des variations des vitesses suivant les trois modèles d'analyse des vents.....	22

### Chapitre III : Matériels et méthodes

### Chapitre IV : Résultats et discussions

Tableau IV.1 : Moyennes annuelles, écart-types et coefficients des variations interannuelles de la vitesse moyenne du vent à 10 mètres du sol.....	38
Tableau IV.2 : fréquences absolues et cumulées pour les vents observés en 2013.....	47
Tableau IV.3 : fréquences absolues et cumulées pour les vents observés en 2016.....	48
Tableau IV.4 : Estimation des paramètres de Weibull annuels pour 5 ans à 10 m.....	50
Tableau IV.5 : Estimation de la vitesse moyenne du vent, la densité de puissance moyenne disponible et l'énergie moyenne.....	52
Tableau IV.6 : Extrapolation verticale de la vitesse moyenne annuelle du vent et des paramètres de Weibull à 30 m et 50 m d'altitude.....	53
Tableau IV.7 : Densité de puissance moyenne annuelle en fonction d'altitude.....	53
Tableau IV.8 : Densité d'énergie moyenne annuelle en fonction d'altitude.....	54
Tableau IV.9 : consommation énergétique journalière et mensuelle du bloc des laboratoires.....	55

Tableau IV.10 : Caractéristiques techniques de l'aérogénérateur Hengfeng Wind Power HF15.0-50 kW.....	56
Tableau IV.11 : Puissance et énergie mensuelle récupérables par l'aérogénérateur Hengfeng à partir des années de 2016 à différentes hauteurs.....	57
Tableau IV.12 : Caractéristiques de l'onduleur à onde sinusoïdale Pure SC-V .....	59
Tableau IV.13 : Caractéristiques de la batterie SUNWAY SOLAR .....	60
Tableau IV.14 : Caractéristiques techniques du régulateur TriStar MPPT TS-60 .....	61
Tableau IV.15 : résultats de l'investissement du projet.....	63
Tableau IV.16 : coût du kilowattheure éolien lorsque la consommation du bloc est non réduite.....	64
Tableau IV.17 : coût du kilowattheure éolien lorsque la consommation du bloc est réduite.....	64

## Liste des figures

### Chapitre I : Etat de l'art sur la production de l'énergie éolienne

Figure I.1 : Système de production d'énergie éolienne.....	7
Figure I.2 : Distinction entre éoliennes à axe horizontal selon le nombre de pales.....	10
Figure I.3 : Coefficient de puissance en fonction de $\lambda$ pour différents types de turbine.....	11

### Chapitre II : Méthodes de caractérisation du potentiel éolien et de dimensionnement d'une installation éolienne

Figure II.1 : Représentation schématique des déprédations successives de l'énergie éolienne avant l'utilisation.....	24
--	----

### Chapitre III : Matériels et méthodes

Figure III.1 : Vue aérienne du nouveau site et du bloc des laboratoires.....	33
--	----

### Chapitre IV : Résultats et discussions

Figure IV.1 : Variations annuelles de la vitesse moyenne du vent sur 10 ans à 10 m du sol.....	39
Figure IV.2 : Variation des moyennes annuelles autour de celle annuelle sur 10 ans à 10 m.....	40
Figure IV.3 : Evolution des moyennes mensuelles entre 2008 et 2017.....	41
Figure IV.4 : Roses des vents sur 5 ans à 10 m du sol.....	43
Figure IV.5 : Roses des vents des moyennes mensuelles sur 10 ans (2008-2017) à 10 m.....	45
Figure IV.6 : histogramme des fréquences des vents pour l'année 2013.....	49
Figure IV.7 : histogramme des fréquences des vents pour l'année 2016.....	49
Figure IV.8 : Courbe de Weibull pour l'année 2013.....	51
Figure IV.9 : Courbe de Weibull pour l'année 2016.....	51

## Nomenclature

Symboles	Nom	Unité
AEP	Annual Energy Production ou production annuelle d'énergie	kWh
Cc	Coefficient de couple	
Cn	Capacité nominale d'une unité de batterie	Ah
C <sub>OMR</sub>	Coûts d'opération, de maintenance et de réparation	€
Cp	Coefficient de puissance	
CPU	Cost Per Unit ou coût du kilowattheure	€/kWh
C <sub>T</sub>	Capacité totale des batteries	Ah
c	Paramètre d'échelle	m/s
c <sub>1</sub>	Facteur d'échelle à l'altitude Z1	m/s
c <sub>2</sub>	Facteur d'échelle à l'altitude Z2	m/s
D	Diamètre du rotor	m
DMN	Direction de la Météorologie Nationale	
dV	Différentielle totale	
E	Demande énergétique quotidienne	Wh
exp	Fonction exponentielle	
$\bar{E}$	Densité d'énergie moyenne	Wh/m <sup>2</sup>
F(V)	Distribution cumulée de Weibull	
f(V)	Fonction de densité de probabilité de Weibull	
f <sub>hw</sub> (V)	Fonction hybride de Weibull	
f <sub>R</sub> (V)	Distribution de Rayleigh	
F <sub>0</sub>	Fréquence des vents calmes	
h	Hauteur choisie	m
h <sub>0</sub>	Hauteur de référence	m
I	Investissement	€
I <sub>v</sub>	Indice de variance	
i	Taux d'inflation	
k	Paramètre de forme	
k <sub>1</sub>	Facteur de forme à l'altitude Z1	
k <sub>2</sub>	Facteur de forme à l'altitude Z2	
L	Profondeur de décharge maximum des batteries	
LCOE	Levelized Cost Of Energy	€
ln	Fonction logarithme	
N	Nombre de jours d'autonomie	
N <sub>bp</sub>	Nombre de batteries en parallèle	
N <sub>bs</sub>	Nombre de batteries en série	
P <sub>max</sub>	Puissance maximale du vent récupérable	W/m <sup>2</sup>
P <sub>v</sub>	Puissance énergétique du vent disponible	W/m <sup>2</sup>
PVC	Present Value Cost	€
P(V)	Puissance instantanée du vent	W/m <sup>2</sup>
$\bar{P}$	Puissance moyenne du vent	W/m <sup>2</sup>
$\bar{P}_U$	Puissance moyenne utilisable	W/m <sup>2</sup>
$\bar{P}_{Utile}$	Puissance utile	W/m <sup>2</sup>
R	Rayon du rotor éolien	m
r	Taux d'intérêt	
S	Surface occupée par les pales d'éolienne	m <sup>2</sup>

$S$	Frais supplémentaires	
$T$	Temps de fonctionnement	h ou s
$T$	Durée de vie de l'éolienne	
$U$	Vitesse périphérique ou vitesse en bout de pale	m/s
$U$	Tension d'installation	Volt(V)
$V$	Vitesse du vent à la hauteur choisie	m/s
$\text{Var}(V)$	Variance	
$V_{\text{bat}}$	Tension de la batterie	Volt(V)
$V_C$	Vitesse de coupure	m/s
$V_D$	Vitesse de démarrage	m/s
$V_m$	Vitesse moyenne	m/s
$V_N$	Vitesse nominale	m/s
$V_n$	Tension nominale du système DC	Volt(V)
$V(Z1)$	Vitesse du vent à l'altitude $Z1$	m/s
$V(Z2)$	Vitesse du vent à l'altitude $Z2$	m/s
$V_0$	Vitesse du vent à la hauteur de référence	m/s
$\bar{V}$	Vitesse moyenne du vent	m/s
$\overline{V^3}$	Vitesse cubique moyenne	m/s
$\bar{V}^3$	Vitesse moyenne au cube	m/s
$Z1$	Altitude de mesure des vitesses	m
$Z2$	Altitude choisie	m
$\alpha$	Coefficient caractéristique du lieu	
$\eta$	Coefficient de puissance de l'éolienne	
$\lambda$	Paramètre de rapidité ou vitesse spécifique	
$\pi$	Pi	
$\rho$	Masse volumique du vent	kg/m <sup>3</sup>
$\sigma$	Ecart-type	m/s
$\int$	Fonction intégrale	
$\Gamma_n$	Fonction gamma	

## Introduction générale

De nos jours, la croissance des besoins énergétiques des populations fait que l'énergie électrique est devenue un outil indispensable au cœur du développement mondial. En effet, les pays ont besoin d'une indépendance énergétique pour mener à bien leur développement.

Le Niger est un pays en voie de développement, dont la situation énergétique est caractérisée par un faible taux d'accès à l'électricité, une dépendance quasi-totale vis-à-vis de l'électricité importée du Nigeria et la production insuffisante des centrales électriques nationale. Selon une étude menée en 2013 par Practical Action Consulting (PAC), seuls 15% de la population nigérienne sont connectées au réseau électrique et seulement 1% ayant accès à l'électricité, dans les zones rurales [1].

Tenant compte de l'insuffisance en ressources énergétiques locales mobilisables, la satisfaction des besoins reste largement tributaire de l'énergie importée. Pour faire face à ce problème de dépendance énergétique, il est indispensable de trouver des solutions adaptées et les diversifier. Actuellement il y a deux façons d'agir. En premier lieu la diminution de la consommation des récepteurs d'énergie électrique et l'augmentation de la capacité de production des centrales énergétiques existantes en améliorant respectivement leurs efficacités. La deuxième façon consiste à l'intégration des énergies renouvelables. De ce fait, l'orientation vers ces dernières offrira un meilleur compromis entre le développement énergétique national, la politique du développement durable et de la lutte contre le changement climatique.

Parmi ces énergies renouvelables se trouve l'énergie éolienne occupant une importante place dans la production énergétique mondiale et souvent considérée comme la plus prometteuse, car elle se développe à un rythme soutenu dans presque tous les pays du monde. La puissance éolienne installée dans le monde est de 539,581 GW en 2017 et a atteint 591 GW en 2018, soit 51,417 GW éoliens installés, selon le Global Wind Energy Council (GWEC) [2].

L'énergie éolienne est abondante, bon marché, inépuisable, disponible presque par tout, propre par excellence et sans aucun impact sur le climat. Pour l'exploiter, un certain nombre de mesures doivent être prises en compte. C'est pourquoi une phase d'étude au préalable se révèle d'une extrême importance dans la mesure où on pourra dégager les conditions et contraintes à en tenir compte dans la réalisation d'un projet éolien. Il faut donc passer par une étude et une analyse de la climatologie du site en utilisant des méthodes de prévision permettant de faire une prédiction fiable de la vitesse du vent, car une bonne connaissance des caractéristiques des vents

d'un site permet un meilleur dimensionnement du système éolien et une meilleure production de l'énergie électrique [3-4].

Ce travail de mémoire intitulé « *Etude de viabilité d'une éolienne pour l'alimentation en énergie électrique du bloc des laboratoires de la Faculté des Sciences et Techniques (FST) de l'Université Dan Dicko Dankoulodo de Maradi (UDDM)* », apportera une prise de conscience aux décideurs politiques sur la nécessité d'investir davantage dans les énergies renouvelables en général et l'énergie éolienne en particulier.

Après une brève introduction situant le sujet de cette étude et les objectifs du travail, quatre chapitres y sont consacrés :

Le premier chapitre exposera l'état de l'art sur la production de l'énergie éolienne.

Le deuxième sera dédié à l'étude des méthodes de caractérisation du potentiel éolien et de dimensionnement d'une installation éolienne.

Le troisième chapitre décrira le site d'étude et les différentes méthodes d'analyse technico-économique des systèmes éoliens qui sont utilisées.

Le quatrième chapitre sera consacré à l'étude technico-économique détaillée de l'éolienne à partir du potentiel éolien identifié, de la quantité d'énergie que l'éolienne pourrait en extraire à la hauteur idéale de son mât, pour satisfaire les besoins énergétiques du site. Le calcul des coûts d'investissement couplé à celui des prix du kWh éolien vont permettre de mieux apprécier la viabilité du système proposé.

Enfin, une conclusion générale suivie d'un bref résumé des objectifs de l'étude et des étapes ayant conduit aux résultats obtenus sera présentée. L'étude se termine avec une présentation des perspectives offertes par le présent travail.

## Références bibliographiques

- [1] Mattia Vianello, du 14 au 18 Janvier 2013, Construire un Environnement Favorable à la promotion des Energies Renouvelables au Niger, Rapport d'étude de Practical Action Consulting (PAC), 5/62.
- [2] Karin Ohlenforst (lead author), Steve Sawyer, Alastair Dutton, Ben Backwell, Ramon Fiestas, Joyce Lee, Liming Qiao, Feng Zhao, Naveen Balachandran, April 2019, Global Wind Report 2018, 62.
- [3] Saïd Diaf, 2010, *Estimation de la production éolienne d'électricité dans la région d'Adrar : Cas d'un site au nord du Maroc*, *Revue des Energies Renouvelables, SMEE'10 Bou Ismail Tipaza*, 161 – 172.
- [4] H. Faïda, J. Saadi, M. Khaïder, S. El Alami et M. Monkade, 2010, *Etude et analyse des données du vent en vue de dimensionner un système de production d'énergie éolienne : Cas d'un site au nord du Maroc*, *Revue des Energies Renouvelables, Vol. 13, N°3*, 477 – 483.

# Chapitre I : Etat de l'art sur la production de l'énergie éolienne

## Introduction

Au cours des dernières décennies, la demande sur la production énergétique durable constamment croissante, a poussé les hommes à développer de nouveaux moyens de production d'énergie propre, toujours plus efficaces, sans impacts environnementaux et sanitaires. Ce sont les énergies renouvelables dont l'utilisation offrira un meilleur compromis entre le développement énergétique national, la politique du développement durable et la lutte contre le changement climatique. Parmi celles-ci, l'énergie éolienne paraît clairement en bonne place, non pas en remplacement des sources conventionnelles, mais comme une énergie d'appoint. Cette énergie est abondante, bon marché, inépuisable, disponible presque par tout, propre par excellence et sans aucun impact sur le climat.

La première partie de ce chapitre s'intéresse au vent, à ses caractéristiques et aux différents facteurs internes et externes qui influencent l'évolution de ses caractéristiques.

La deuxième partie parlera de la production de l'énergie éolienne, du potentiel éolien et des différents types d'éoliennes.

La troisième partie traitera des avantages et inconvénients liés à l'exploitation de l'énergie éolienne sur un site donné. Le chapitre se termine par une partielle.

## I.1 Le vent et ses irrégularités

### I.1.1 Origine du vent

Le Soleil est à l'origine des ressources énergétiques terrestres. Il émet des rayonnements qui sont convertis en lumière et en chaleur par l'atmosphère. Il joue donc un rôle énergétique de première importance car il chauffe les mers et les continents mais pas au même rythme, c'est ce qui est à l'origine du gradient de température. D'où la notion du vent [1-2].

Le vent est un déplacement d'air horizontal dû à des différences de pression entre les zones de haute pression et les zones de basse pression. Plus la haute pression est proche de la basse pression, plus le vent est fort. Ils sont généralement classifiés selon leur ampleur spatiale, leur vitesse, leur localisation géographique, le type de force qui les produit et leurs effets [3].

Le vent résulte de l'équilibre d'un ensemble de forces qui sont [3-5] :

#### **I.1.1.1 La force de gradient de pression**

Les forces de pression sont dues à la différence de pression entre les points de la surface de la terre et sont causées par l'inégale répartition de la chaleur solaire reçue par la terre. Plus les différences de pression sont importantes et plus ces forces sont importantes.

#### **I.1.1.2 La force de Coriolis**

La force de Coriolis est engendrée par la rotation de la terre autour de son axe et est perpendiculaire à la vitesse du vent. En raison de la faiblesse des forces contribuant à mettre l'air en mouvement, cette force intervient dans les déplacements atmosphériques.

#### **I.1.1.3 Les forces de frottements au sol**

Les forces de frottements sont provoquées par la topographie et les rencontres entre les différentes masses d'air. Les frottements entre les particules d'air et le sol entraînent des forces qui s'opposent au mouvement de l'air. Elles ne le dévient pas mais le freinent.

### **I.1.2 Les variabilités de la vitesse du vent**

Le vent présente une puissance presque constante à tout moment pour l'ensemble du globe, en un endroit et sur période solaire. Cette puissance varie considérablement en tout lieu et suivant les jours. La vitesse du vent est très variable dans le temps et dans l'espace [6].

#### **I.1.2.1 Variabilité spatiale de la vitesse du vent**

La vitesse du vent est très irrégulière. En effet c'est une fonction croissante avec l'altitude. La loi de répartition de la vitesse suivant une verticale dépend d'une part, du relief local et d'autre part, de la rugosité de la région. Au sommet d'une colline arrondie, on a un accroissement local de vitesse dont l'effet peut inverser le gradient de vitesse habituel et fait que la vitesse au sol soit plus grande qu'à une certaine altitude. En terrain plat, on peut

représenter la variation de la vitesse  $V$  en fonction de la hauteur  $h$  au-dessus du sol par la loi suivante [6-7] :

$$\frac{V}{V_0} = \left(\frac{h}{h_0}\right)^\alpha \quad (I.1)$$

Avec  $V_0$  vitesse à la hauteur  $h_0$  de référence au-dessus du sol,  $\alpha$  coefficient caractéristique du lieu. Les valeurs du coefficient  $\alpha$  en fonction des caractéristiques des lieux, sont résumées dans le tableau I.1 :

**Tableau I.1:** Différentes valeurs du coefficient  $\alpha$  suivant les caractéristiques des lieux [6]

Lieux	Mer	Rivage	Plaine	Plaine boisée	Ville
Valeurs de $\alpha$	0,13	0,16	0,2	0,24	0,3

### **I.1.2.2 Variabilité temporelle de la vitesse du vent**

La vitesse du vent est temporellement variable. Les variations peuvent être de [2 ; 8] :

- Basses fréquences : annuelles, interannuelles, saisonnières ou mensuelles ;
- Moyennes fréquences : journalières ou suivant les heures ;
- Hautes fréquences ou à plus haute fréquence : les variations à la seconde ou moins.

Cette variation temporelle de la vitesse permet d'adapter le dimensionnement des systèmes éoliens aux besoins énergétiques qui varient selon la période considérée.

### **I.1.3 Caractéristiques et Facteurs qui influent la vitesse du vent**

#### **I.1.3.1 Caractéristiques du vent**

##### **I.1.3.1.1 Vitesse moyenne du vent**

La vitesse moyenne est une caractéristique très importante dans l'évaluation du potentiel éolien d'un site donné. Elle donne un ordre de grandeur de la vitesse du vent à l'endroit considéré. Par ailleurs, les vents varient différemment selon la saison, la journée et l'année. Cette moyenne permet d'avoir la variation journalière, mensuelle, saisonnière, intra-saisonnière, annuelle et intra-annuelle de la vitesse du vent. Elle sert également à estimer les puissances éoliennes mensuelles et annuelles utilisables [8].

### I.1.3.1.2 Distributions statistiques du vent

Les caractéristiques statistiques du vent permettent de connaître la répartition des vitesses du vent sous la forme d'histogrammes de fréquences d'occurrence. Dans la pratique, on assimile ce type d'histogramme à une fonction de densité de probabilité des vitesses. Dans cette approche, la distribution de probabilité de Weibull est à l'heure actuelle le standard pour la représentation statistique de la climatologie des sites éoliens.

### I.1.3.2 Facteurs qui influent la vitesse du vent

L'intensité de la vitesse du vent varie avec la hauteur. Elle varie plus ou moins en fonction de la rugosité qui permet de caractériser la couverture du sol (eau, sol nu, champs, forêt, villes ...) d'un site donné. La vitesse du vent sur un site très proche d'une colline ou d'une montagne est très différente par rapport à celle d'un site plat et sans obstacle environnant [9].

## I.2 Production de l'énergie éolienne

### I.2.1 Principe de fonctionnement d'une éolienne

Une éolienne est un dispositif rotatif destiné à utiliser l'énergie cinétique du vent pour faire tourner un récepteur mécanique rotatif pour la production d'électricité d'une part et pour pomper de l'eau d'autre part.

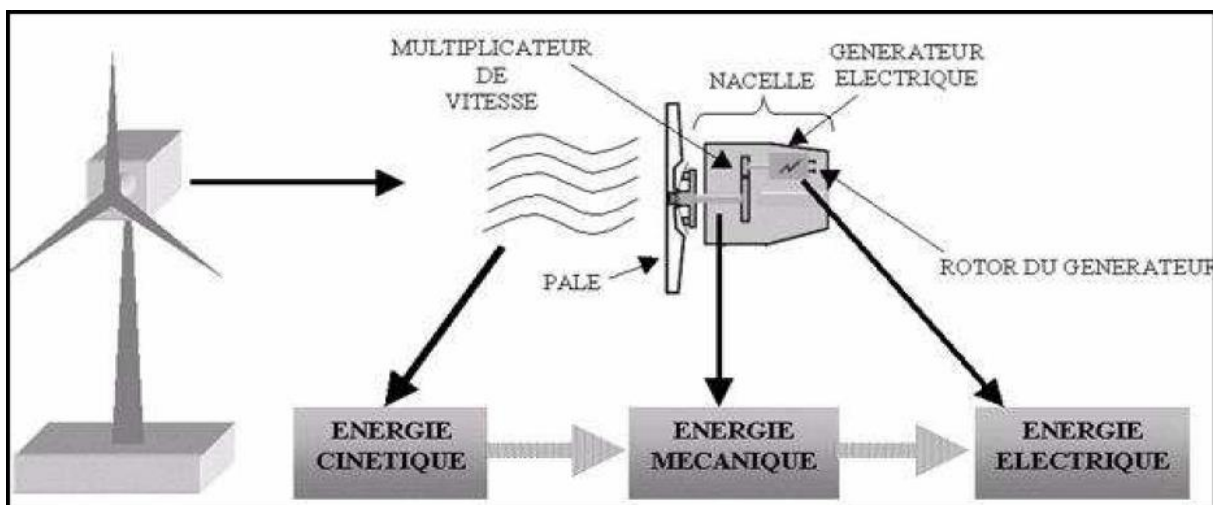


Figure I.1 : Système de production d'énergie éolienne [10].

## I.2.2 Puissance disponible du vent

La puissance éolienne disponible associée à une circulation d'une masse d'air à une vitesse du vent  $V$  et agissant sur une surface  $S$  de la roue d'une éolienne est donnée par [8] :

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

$\rho$  désigne la masse volumique, paramètre variant avec la latitude et la température mais généralement considérée comme constante et avoisinant en moyenne  $1,225 \text{ kg/m}^3$ .

De cette relation, on en déduit trois choses importantes :

- La puissance du vent dépend du cube de sa vitesse.
- La puissance dépend du carré du rayon du rotor ( $S = \pi R^2$ ).
- La puissance dépend enfin de la masse volumique de l'air.

## I.2.3 Le potentiel éolien

La notion de potentiel éolien désigne la quantité théorique d'énergie éolienne disponible sur un site donné. Il est lié à la force et surtout à la régularité des vents qui ne doivent être ni trop forts ( $\geq 25 \text{ m/s}$ ), ni trop faibles ( $\leq 2 \text{ m/s}$ ).

## I.2.4 Paramètres de classification des éoliennes

Trois principaux paramètres de fonctionnement permettent de caractériser un capteur éolien et notamment son efficacité [1 ; 9 ; 11] :

- La vitesse périphérique ou vitesse en bout de pale ;
- Le coefficient de puissance ;
- Le coefficient de couple.

### I.2.4.1 La vitesse périphérique

Le premier paramètre de fonctionnement est relatif à la vitesse périphérique  $U = \omega \cdot R$  ( $\omega$  la vitesse de rotation de la machine éolienne et  $R$  le rayon d'extrémité de la pale). Ce

paramètre de rapidité ou vitesse spécifique noté  $\lambda$  est le rapport de la vitesse  $U$  à la vitesse  $V$  du vent [11] :

$$\lambda = \frac{U}{V} \Rightarrow \lambda = \frac{\omega \times R}{V} \quad (\text{I.3})$$

Les machines peuvent être classées en fonction de ce paramètre :

- Si  $\lambda$  est strictement inférieur à 3 ( $\lambda < 3$ ), l'éolienne est dite lente ;
- Si  $\lambda$  est supérieur ou égale à 3 ( $\lambda \geq 3$ ), l'éolienne est dite rapide.

#### **I.2.4.2 Le coefficient de puissance**

Le second paramètre qui caractérise le capteur éolien est le coefficient de puissance noté  $C_p$ . Il est défini par le rapport de la puissance maximale  $P_{max}$  recueillie sur l'arbre moteur du capteur à la puissance cinétique du vent  $P_V$  qui passerait dans le disque du rotor [11].

$$C_p = \frac{P_{max}}{P_V} = \frac{P_{max}}{0,5\rho S V^3} \quad (\text{I.4})$$

Ce coefficient de puissance caractérise le niveau du rendement d'une turbine éolienne, sa valeur maximale définie par Betz, est égale à 0,592. Selon Betz, la puissance du vent ne peut pas être extraite dans sa totalité. La puissance maximale récupérable par une éolienne est :

$$P_{max} = \frac{16}{27} \cdot P_V = 0,592 \cdot P_V \quad (\text{I.5})$$

#### **I.2.4.3 Le coefficient de couple**

Le troisième paramètre important est le coefficient du couple  $C_c$ , un paramètre très important qui définit le rapport entre le coefficient de puissance et la vitesse spécifique [9 ; 11] :

$$C_c = \frac{C_p}{\lambda} \quad (\text{I.6})$$

Les paramètres  $C_p$  et  $C_c$  caractérisent les performances du capteur et sont habituellement représentés en fonction de  $\lambda$ .

### **I.2.5 Les technologies des éoliennes**

Une éolienne est une machine qui permet de convertir dans un premier temps l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. L'énergie mécanique est transformée dans un second

temps en énergie électrique. Il existe deux grandes technologies d'éolienne : l'éolienne à axe vertical et à axe horizontal.

### I.2.5.1 Eolienne à axe vertical

Les éoliennes à axe vertical ont été les premières structures développées pour produire d'électricité. Elles possèdent l'avantage d'avoir les organes de commande et le générateur au niveau du sol donc facilement accessibles. Il existe deux types d'éolienne à axe vertical : l'éolienne de type Savonius et celle de type Darrieus.

### I.2.5.2 Eolienne à axe horizontal

Principalement les éoliennes à axe horizontal sont aujourd'hui la forme la plus courante d'éolienne. Le nombre de pales utilisées pour la production d'électricité varie classiquement entre une (1) et trois (3) perpendiculairement au vent et porté(es) par un rotor, lui-même fixé sur une nacelle montée sur un mât. Les éoliennes à axe horizontal sont les plus employées car leur rendement aérodynamique est supérieur à celui des éoliennes à axe vertical.

On peut faire une distinction entre les éoliennes suivant le nombre de pales figure (I.2).

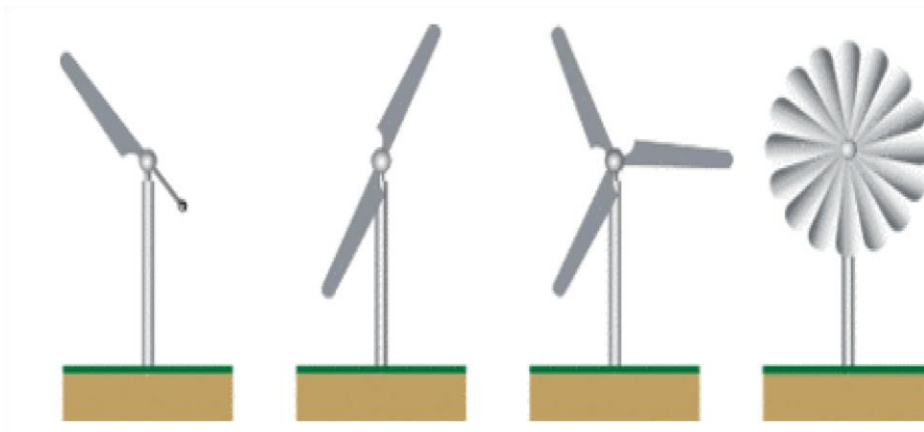


Figure I.2 : Distinction entre éoliennes à axe horizontal selon le nombre de pales [9].

Le rotor tripale (3) étant le plus utilisé car il constitue un compromis entre le coefficient de puissance, le coût et la vitesse spécifique  $\lambda$  du capteur éolien comme le montre la figure (I.3).

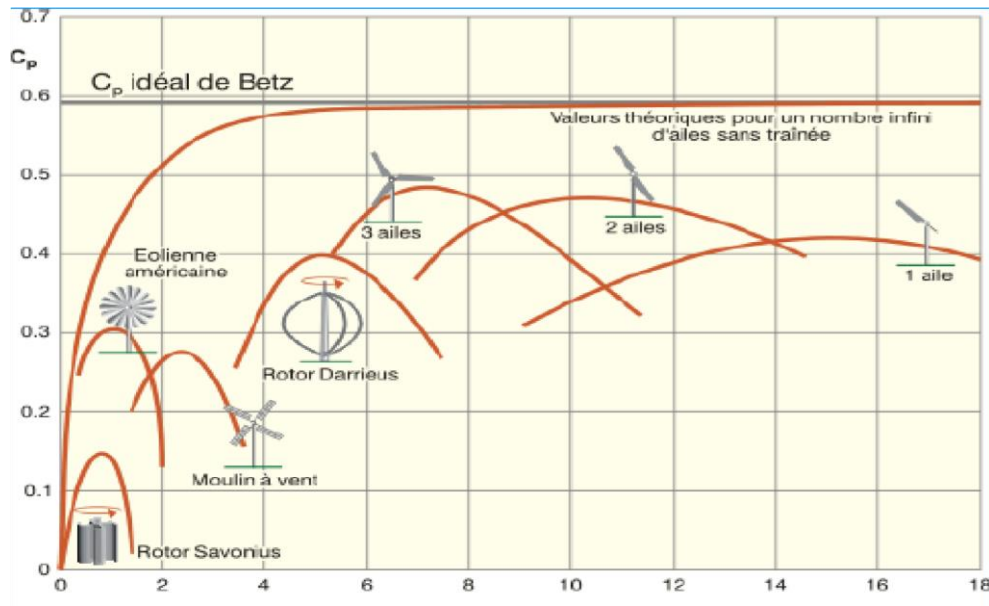


Figure I.3 : Coefficient de puissance en fonction de  $\lambda$  pour différents types de turbine [9].

Une éolienne à 3 pales tourne plus régulièrement qu'une éolienne à 1 ou 2 pales, ce qui offre un meilleur équilibre du rotor, un bon rendement aérodynamique, une vitesse de rotation élevée du capteur éolien, un faible coût et un meilleur aspect esthétique.

### I.2.5.3 Catégories des éoliennes

Les éoliennes sont classées selon plusieurs catégories, à savoir : petite éolienne ou éolienne individuelle ; moyenne éolienne et grande éolienne. Le tableau (I.2) donne une classification des éoliennes suivant le diamètre de l'hélice et la puissance délivrée.

Tableau I.2 : Classification des turbines éoliennes [9].

Echelle	Diamètre de l'hélice	Puissance délivrée
Petite éolienne	Moins de 12 mètres	Moins de 40 kW
Moyenne éolienne	12 mètres à 45 mètres	40 kW à 1 MW
Grande éolienne	46 mètres et plus	Plus de 1 MW

## I.3 Les applications de l'énergie éolienne

Considérée comme une énergie propre, économique et environnementale, l'énergie éolienne suscite un intérêt particulier car elle peut favoriser la diversification et l'indépendance énergétique d'un pays. Elle fait partie intégrante des stratégies d'implantation d'énergies

alternatives malgré les limites qu'elle peut présenter : son caractère aléatoire, son rendement et son intrusion dans les paysages naturels.

### **I.3.1 Les avantages de l'énergie éolienne**

Les avantages de l'énergie éolienne sont :

- L'énergie éolienne est une énergie renouvelable propre, écologique, fiable, économique, et inépuisable.
- Elle s'inscrit parfaitement dans l'effort global de réductions des émissions de gaz à effet de serre CO<sub>2</sub>.
- Le terrain où les éoliennes sont installées reste toujours exploitable pour les activités industrielles et agricoles.
- La durée de vie des éoliennes modernes est maintenant de 20 à 25 ans, ce qui est comparable aux autres technologies de production d'énergies conventionnelles.
- Implantées localement, les éoliennes peuvent permettre de répondre à des besoins électriques de masse tout comme à des besoins domestiques limités.
- C'est l'énergie la moins chère des énergies renouvelables.
- Ce type d'énergie est facilement intégré dans un système électrique déjà existant.

### **I.3.2 Les limites des éoliennes**

Bien qu'ils ne soient pas nombreux, l'éolien présente quelques désavantages [3] :

- La source d'énergie éolienne étant aléatoire (irrégularité du vent) et intermittente (discontinue).
- Les bruits mécaniques ou aérodynamiques (nuisances sonores).
- Les éoliennes peuvent susciter des conflits d'usage d'ordre environnemental comme les nuisances visuelles (impact visuel).
- Les éoliennes peuvent nuire à la migration des oiseaux.
- Il peut exister des conflits d'utilisation de l'espace avec les autres usagers.
- Les systèmes éoliens coûtent généralement plus chers à l'achat que les systèmes utilisant des sources d'énergie classiques, comme les groupes électrogènes à essence, mais à long terme, ils constituent une source d'énergie économique et ils demandent peu d'entretien.

## **Conclusion**

L'énergie éolienne est une énergie renouvelable qui connaît un développement mature dans le monde en général et dans les pays développés en particulier. Par contre, cette énergie est mal exploitée sur le continent africain plus précisément en Afrique de l'Ouest. Pour ce fait, vu la croissance du secteur éolien et la gratuité de ses ressources, il est important pour un Etat de quantifier ses ressources éoliennes en élaborant des atlas éoliens et en les exploitant dans le but d'évoluer vers son indépendance énergétique avec une transition écologique réussie.

Le vent étant le facteur clé pour l'exploitation de l'énergie éolienne, il est impératif d'évaluer son potentiel sur un site avant de pouvoir se prononcer sur le productible éolien de ce dernier.

Le chapitre qui suit présente les différentes méthodes de caractérisation du potentiel éolien d'un site.

## Références bibliographiques

- I.1 [1]** HAROUNA SALA Mahamane Nassirou et IDI MAIHAWARE Mahamadou Nouroudine, 2015, Etude du potentiel éolien de la région de Maradi, Mémoire de Licence, Université Dan Dicko Dankoulodo de Maradi, 103.
- I.2 [2]** M. BOUDIA Sidi Mohammed, 2009, Optimisation de l'estimation du gisement éolien par simulation numérique dans la région côtière de l'ouest algérien ; cas de Béni-Saf, Mémoire de Magister, Université Abou-Bakr Belkaïd Tlemcen, 97.
- I.3 [3]** BENMEDJAHED Miloud, 2013, Choix du site et optimisation du dimensionnement d'une installation éolienne dans le nord Algérien et son impact sur l'environnement, Thèse de Doctorat, Université Abou-Bakr Belkaïd Tlemcen, 158.
- I.4 [4]** M. BOUDIA Sidi Mohammed, 2013, Optimisation de l'Évaluation Temporelle du Gisement Énergétique Éolien par Simulation Numérique et Contribution à la Réactualisation de l'Atlas des Vents en Algérie, Thèse de Doctorat, Université Abou-Bakr Belkaïd Tlemcen, 155.
- I.5 [5]** Nachida KASBADJI MERZOUK, 2006, Evaluation du gisement énergétique éolien contribution à la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie, THESE de Doctorat, Université Abou-Bakr Belkaïd Tlemcen, 114.
- I.6 [6]** Zohra Benhachani, 2011, Elaboration d'un Modèle De Dimensionnement d'un Système Hybride (Solaire-Eolien) Alimentant une Ferme dans La Region Des Aures, Mémoire de Magister, Université Hadj Lakhdar-Batna, 124.
- I.7 [7]** *M. A. Tabet Helal et N. Ghellai, 2003, Le Gisement Eolien à Beni-Saf Région Côtière de l'Ouest Algérien, Revue des Energies Renouvelables ICPWE), 143-146.*
- I.8 [8]** Hassan NFAOUI, 2004, Caractéristiques du Gisement Eolien Marocain et Optimisation d'un Système Aérogénérateur/groupe Electrogène pour l'Electrification des Villages Isolés, THESE de Doctorat d'ETAT, Université Mohammed V, 353.
- I.9 [9]** Mlle. ZERARI NAZIHA, 2015, Modélisation et optimisation multi objectifs d'une éolienne à axe horizontal d'un système de production éolien isolé de petite taille, THESE de Doctorat, Université Badji Mokhtar-Annaba, 120.
- I.10 [10]** Adjeroud Mohamed Amine et Boudjellaba Faouzi, 2015, Etude d'une éolienne en fonctionnement autonome, Mémoire de Master, Université Abderrahmane Mira de Bejaïa, 86.
- I.11 [11]** AROUNA Saley Hamidou, 2012-2013, Module du cours d'éolienne, deuxième année de licence énergies renouvelables.

## **Chapitre II : Méthodes de caractérisation du potentiel éolien et de dimensionnement d'une installation éolienne**

### **Introduction**

Ce chapitre présente les méthodes de caractérisation du potentiel éolien les plus fréquemment utilisées et les différentes étapes du processus de dimensionnement d'une installation éolienne. En premier lieu, il traite des modèles mathématiques d'analyse des vents, en particulier la loi de distribution de Weibull, les méthodes d'ajustement des paramètres de Weibull, l'extrapolation verticale de la vitesse du vent et des paramètres de Weibull. Ensuite, un accent particulier sera mis sur les procédures de dimensionnement d'une installation éolienne autonome. Enfin, ce chapitre se termine par une conclusion.

### **II.1 Méthodes de caractérisation du potentiel éolien**

#### **II.1.1 Modèles d'analyse des vents**

Pour caractériser le potentiel éolien d'un site, il est important de connaître la distribution de fréquence du vent sur le site. Les distributions réelles des vitesses de vent n'étant pas toujours disponibles, elles sont le plus souvent modélisées à partir des modèles associant puissance et exponentielle ; ce sont [1-3] :

- ❖ La distribution de Weibull ;
- ❖ La distribution hybride de Weibull ;
- ❖ La distribution de Rayleigh.

##### **II.1.1.1 Distribution de Weibull**

La fonction de distribution de Weibull est une fonction exponentielle à deux paramètres : le paramètre d'échelle  $c$  (m/s) et le paramètre de forme  $k$  (sans dimension). Le paramètre  $c$  renseigne sur la moyenne du vent caractéristique du site, tandis que le paramètre  $k$  donne le caractère plus ou moins pointu de la distribution ; car une valeur élevée de  $k$  implique une distribution étroite avec des vents concentrés autour d'une valeur, alors qu'une faible valeur

conduit à des vents largement dispersés [4]. La distribution de Weibull s'exprime par sa fonction de densité de probabilité  $f(V)$  donnée par [1-3 ; 5-9] :

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

La densité de probabilité  $f(v)$  représente la distribution en fréquences des vitesses de vents mesurées en assimilant les fréquences aux probabilités ;  $k$  et  $c$  paramètres de Weibull et  $V$  la vitesse du vent. La connaissance de la distribution des vents sur un site donné, résulte de la détermination des deux paramètres de Weibull.

La fonction de distribution cumulée de Weibull correspondante  $F(V)$  s'écrit par [3 ; 4 ; 9] :

$$F(V) = \int_0^V f(V) dV = 1 - \exp\left(-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right) \quad (\text{II.2})$$

La probabilité pour que la vitesse du vent soit supérieure à une valeur  $V_x$ , qui peut être le seuil de démarrage est [3 ; 4 ; 9] :

$$F(V \geq V_x) = \int_{V_x}^{\infty} f(V) dV = \exp\left[-\left(\frac{V_x}{c}\right)^k\right] \quad (\text{II.3})$$

La fréquence avec laquelle la vitesse du vent sera dans un certain intervalle est déterminée par l'intégration de la fonction de densité de probabilité dans l'intervalle approprié [2 ; 4] :

$$F(V_1 \leq V \leq V_2) = \int_{V_1}^{V_2} f(V) dV = \exp\left[-\left(\frac{V_1}{c}\right)^k\right] - \exp\left[-\left(\frac{V_2}{c}\right)^k\right] \quad (\text{II.4})$$

La vitesse moyenne du vent peut être trouvée en intégrant la fonction de densité de probabilité [5 ; 10] :

$$V_m = \int_0^{\infty} V \times f(V) \times dV \quad (\text{II.5})$$

En remplaçant  $f(v)$  par son expression, la vitesse moyenne devient :

$$V_m = \int_0^{\infty} V \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right) dV \quad (\text{II.6})$$

D'où l'expression arrangée :

$$V_m = k \int_0^{\infty} \left(\frac{V}{c}\right)^k \exp\left(-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right) dV \quad (\text{II.7})$$

En posant :  $x = \left(\frac{V}{c}\right)^k$  cela implique  $dv = \frac{c}{k} x^{\frac{1}{k}-1}$

En remplaçant  $dv$  dans la précédente équation, la vitesse moyenne devient :

$$V_m = c \int_0^{\infty} \exp(-x) x^{\frac{1}{k}} dx \quad (\text{II.8})$$

Connaissant que la fonction Gamma a pour expression :

$$\Gamma_n = \int_0^{\infty} \exp(-x) x^{n-1} dx \quad (\text{II.9})$$

En posant  $n = \frac{1}{k} + 1$ , la vitesse moyenne s'écrit finalement par :

$$V_m = \frac{c \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)}{\sum_{i=1}^N V_i p_i(V_i)} \quad (\text{II.10})$$

### II.1.1.2 Distribution hybride de Weibull

La distribution hybride de Weibull est utilisée dans le cas d'un site où la fréquence des vents calmes (vents dont la vitesse est inférieure à 1 m/s) enregistrés est supérieure ou égale à 15% du total des vents car la distribution de Weibull n'est pas adaptée. En effet, cette proportion assez significative des vents calmes ne peut être négligée et doit être prise en compte lors de la caractérisation du potentiel éolien d'un site donné [1 ; 3 ; 7]. La distribution hybride de Weibull, est définie par la fonction de densité de probabilité  $f_{hw}(V)$  [11] décrite par :

$$f_{hw}(V) = \begin{cases} F_0 & \text{pour } V = 0 \\ (1 - F_0) \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right) & \text{pour } V > 0 \end{cases} \quad (\text{II.11})$$

Où  $F_0$  représente la fréquence des vents calmes.

### II.1.1.3 Distribution de Rayleigh

La distribution de Rayleigh est un cas particulier de la distribution de Weibull. C'est le cas où le paramètre de forme  $k$  est égal à 2. La fonction de densité de probabilité s'écrit par [1 ; 3] :

$$f_R(V) = 2 \cdot \frac{V}{c^2} \exp\left(-\left(\frac{V}{c}\right)^2\right) \quad (\text{II.12})$$

Toutefois, pour une meilleure caractérisation du potentiel éolien d'un ou des site(s) donné(s), la distribution de Weibull classique en fonction des deux paramètres  $k$  et  $c$ , est la plus indiquée ; car l'utilisation de ces deux paramètres permet l'évaluation d'un nombre important des propriétés de la distribution [3].

## II.1.2 Méthodes d'ajustement des paramètres de Weibull

Pour ajuster les paramètres de Weibull  $k$  et  $c$  à partir des données statistiques du vent, plusieurs méthodes sont utilisées. Deux méthodes parmi les plus couramment utilisées sont présentées ci-après [1 ; 3 ; 10 ; 12] :

### II.1.2.1 Méthode de l'écart-type et vitesse moyenne

Si la vitesse moyenne et l'écart-type sont disponibles, l'estimation des paramètres  $k$  et  $c$  se fait en utilisant les deux relations suivantes [1 ; 3 ; 7 ; 13] :

$$k = \left(\frac{\sigma}{V_m}\right)^{-1,086} \quad \text{Et} \quad c = \frac{V_m}{\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right)} \quad (\text{II.13})$$

$V_m$  est la vitesse moyenne (en m/s) et  $\sigma$  est l'écart-type (en m/s).

L'expression de  $c$  dérive de la définition de la fonction de Weibull, celle de  $k$  est une approximation du coefficient de variation  $\frac{\sigma}{V_m}$  [1] :

$$\left(\frac{\sigma}{V_m}\right)^2 = \frac{\Gamma\left(1+\frac{2}{k}\right)}{\Gamma^2\left(1+\frac{1}{k}\right)} - 1 \quad (\text{II.14})$$

### II.1.2.2 Méthode des moindres carrés

Pour la détermination des paramètres de Weibull  $k$  et  $c$ , on peut utiliser la formule de la fonction de distribution cumulée de Weibull  $F(V)$  qui s'écrit par [1 ; 3 ; 4] :

$$\mathbf{F(V)} = \int \mathbf{f(V)} \mathbf{dV} = \mathbf{1} - \mathbf{exp}\left(-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right) \Rightarrow \mathbf{F(V)} = \mathbf{1} - \mathbf{exp}\left(-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right) \quad (\text{II.15})$$

En utilisant le logarithme, cette fonction est transformée en :

$$\ln[-\ln(1 - F(V))] = k \ln(V) - k \ln(c) \quad (\text{II.16})$$

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 [4] :

$$y = ax + b \quad \text{Où} \quad y = \ln[-\ln(1 - F(V))] \quad \text{Et} \quad x = \ln(V) \quad (\text{II.17})$$

Dans ce cas on aura les expressions de  $k$  et  $c$  qui sont :

$$k = a \quad \text{Et} \quad c = \exp\left(-\frac{b}{a}\right) \quad (\text{II.18})$$

### II.1.3 Extrapolation verticale de la vitesse du vent

Pour définir les caractéristiques d'un site éolien, il est impératif de connaître la hauteur sur laquelle les mesures sont prises et ensuite adapter les résultats à la hauteur du mat de l'éolienne. En effet, les mesures de la vitesse du vent sont généralement faites à 10 m du sol. La vitesse du vent étant une caractéristique qui augmente avec l'altitude et la rugosité du sol, il est donc primordial de l'estimer à différentes altitudes jusqu'à la hauteur du moyeu de la future éolienne [1 ; 14 ; 15 ; 17]. L'extrapolation verticale de la vitesse du vent d'un niveau  $Z_1$  à un niveau  $Z_2$  est obtenue par la loi de puissance suivante [3 ; 5 ; 13 ; 16] :

$$V(Z_2) = V(Z_1) \left(\frac{Z_2}{Z_1}\right)^\alpha \quad (\text{II.19})$$

La valeur de l'exposant  $\alpha$  dépend de plusieurs facteurs comme la rugosité, la topographie et la stabilité de l'atmosphère.

$$\alpha = f(\text{rugosité, topographie, stabilité de l'atmosphère})$$

Plusieurs lois de puissance sont utilisées pour de déterminer cette fonction :

#### II.1.3.1 Loi de puissance Justus C.G et all 1976

Pour une rugosité du sol comprise dans la gamme  $0,05m \leq Z_0 \leq 0,5m$  ; Justus et all, 1976, ont proposé une expression pour l'exposant de la loi de puissance permettant l'extrapolation de la vitesse instantanée de vent donnée par [3 ; 10 ; 12] :

$$\alpha = a + b \ln V_1 \quad (\text{II.20})$$

Où  $a$  et  $b$  sont des constantes dont les valeurs dépendent de la hauteur de l'anémomètre. Elles sont exprimées par les expressions suivantes :

$$a = \frac{0,37}{(1-0,0881 \ln(\frac{Z_1}{10}))} \quad \text{Et} \quad b = \frac{-0,0881}{(1-0,0881 \ln(\frac{Z_1}{10}))} \quad (\text{II.21})$$

Finalement le coefficient de friction  $\alpha$  s'écrit de la manière suivante :

$$\alpha = \frac{0,37-0,0881 \cdot \ln V_1}{(1-0,0881 \cdot \ln(\frac{Z_1}{10}))} \quad (\text{II.22})$$

### II.1.3.2 Loi de puissance à coefficient variable

Pour tenir compte des différentes valeurs de la rugosité de la surface du sol, l'expression du coefficient de friction  $\alpha$  peut s'écrire sous la forme suivante [4 ; 10 ; 12 ; 18] :

$$\alpha = \frac{x-0,0881 \ln(V_1)}{1-0,0881 \ln(\frac{Z_1}{10})} \quad (\text{II.23})$$

Avec :

- $x=0,25$  si  $0 < Z_0 \leq 0,005m$  ;
- $x=0,31$  si  $0,005 < Z_0 \leq 0,05m$  ;
- $x=0,37$  si  $0,05 < Z_0 \leq 0,5m$  ;
- $x=0,48$  si  $0,5 < Z_0 \leq 0,4m$ .

On constate que le coefficient varie en fonction de la rugosité.

Cette relation a été utilisée par **H. Nfaoui** pour calculer les moyennes mensuelles et annuelles de la vitesse et la puissance du vent à des hauteurs allant de 15 à 100 m avec un pas de 5 m [4].

### II.1.4 Extrapolation verticale des paramètres de Weibull

En 1976, Justus et Mikhaïel ont proposé, pour une altitude de référence égale à 10 m, la relation permettant l'extrapolation verticale des paramètres de Weibull d'un niveau  $Z_1$  à un niveau  $Z_2$  est donnée par [1 ; 3 ; 5 ; 16] :

$$k_2 = k_1 \left[ \frac{1 - 0,0881 \times \ln\left(\frac{Z_1}{10}\right)}{1 - 0,0881 \times \ln\left(\frac{Z_2}{10}\right)} \right] \quad (\text{II.24})$$

Et

$$C_2 = C_1 \times \left(\frac{Z_2}{Z_1}\right)^n \quad (\text{II.25})$$

Avec :

$$n = \frac{0,37 - 0,0881 \times \ln C_1}{1 - 0,0881 \times \ln(Z_1/10)} \quad (\text{II.26})$$

### II.1.5 Définition des paramètres du vent

Pour la détermination des facteurs éoliens caractérisant un site, on utilise les lois suivantes [3] :

- 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.

#### II.1.5.1 Vitesse moyenne et vitesse cubique moyenne

Pour une meilleure caractérisation du potentiel éolien d'un site, il est nécessaire de connaître la vitesse moyenne et la vitesse cubique moyenne du site. Partant des mesures du vent (vitesse et direction), la vitesse moyenne pondérée s'écrit par [1 ; 3 ; 18] :

$$\bar{V} = \int_0^{\infty} V f(V) dV \quad (\text{II.27})$$

La vitesse cubique moyenne est donnée par la relation suivant :

$$\overline{V^3} = \int_0^{\infty} V^3 f(V) dV \quad (\text{II.28})$$

Le tableau II.1 donne les expressions relatives aux différents modèles d'analyse des vents :

**Tableau II.1 :** Expressions des modèles d'analyse des vents [1].

Distributions	$\bar{V}$	$\bar{V}^3$
Weibull	$c\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$	$c^3\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)$
Hybride de Weibull	$(1 - F_0)c\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$	$(1 - F_0)c^3\left(1 + \frac{3}{k}\right)$
Rayleigh	<b>0,886c</b>	<b>1,32c<sup>3</sup></b>

### II.1.5.2 La variance de la distribution des vitesses

L'écart type (variance) de la distribution des vitesses caractérise la turbulence globale du vent horizontal sur toute la gamme de fréquence [1 ; 3 ; 18]. La variance est par :

$$Var(V) = \sigma(V)^2 = \int_0^{\infty} (V - \bar{V})^2 f(V) dV \quad (II.29)$$

Le tableau II.2 résume les différentes expressions de l'écart type des variations des vitesses suivant les trois modèles d'analyse des vents.

**Tableau II.2 :** Expressions de l'écart-type des variations des vitesses suivant les trois modèles d'analyse des vents [1].

Distributions	$\sigma(V)$	$Var(V)$
Weibull	$c \cdot \sqrt{\left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)\right]}$	$c^2 \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)\right]$
Hybride de Weibull	$c \cdot \sqrt{(1 - F_0) \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)\right]}$	$(1 - F_0)c^2 \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)\right]$
Rayleigh	<b>0,4632c</b>	<b>0,2146c<sup>2</sup></b>

### II.1.5.3 Facteur de puissance et indice de variation du vent

Le facteur de puissance et l'indice de variation (indice de turbulence) du vent sont des paramètres utiles à la caractérisation d'un site du point de vue éolien.

- Le facteur de puissance du vent est donné par le rapport entre la vitesse cubique moyenne et la vitesse moyenne au cube.

$$R_p = \frac{\bar{V}^3}{\bar{V}^3} = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)}{\Gamma^3\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (II.30)$$

- L'indice de variation de la vitesse (indice de turbulence) du vent est le rapport entre l'écart-type de la fluctuation de la vitesse  $\sigma(V)$  et le module moyen de cette vitesse  $\bar{V}$ . Il caractérise le degré de turbulence du vent pendant une durée déterminée [1 ; 3 ; 18].

$$I_V = \frac{\sigma(V)}{\bar{V}} = \left( \frac{\Gamma(1+\frac{2}{k})}{\Gamma^2(1+\frac{1}{k})} - 1 \right)^{1/2} \quad (\text{II.31})$$

### II.1.6 La rose des vents

L'énergie éolienne étant une énergie renouvelable qui a pour origine le vent, il est plus judicieux de déterminer les caractéristiques importantes du vent (vitesse et direction) sur le site d'installation d'un système éolien avant toute installation. La rose des vents est un outil permettant de déterminer ainsi ces dernières caractéristiques du site. Elle joue un rôle important dans la localisation de sites appropriés à l'installation d'éoliennes. Cependant, les informations suivantes sont représentées sur une rose des vents [7] :

- La fréquence du vent, c'est-à-dire le pourcentage du temps pendant lequel le vent souffle dans une direction ;
- La vitesse moyenne du vent multipliée par sa fréquence.

### II.1.7 Caractérisation du potentiel énergétique éolien

Tenant compte de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, l'énergie disponible subit une succession de pertes en cascades, jusqu'à la sortie de la machine (limite de Betz, seuils machine et pertes de conversion). En effet, seule une partie de la puissance éolienne disponible sur un site donné, appelée puissance utile est réellement obtenue en fin de processus, soit à la sortie de l'éolienne [3 ; 12].

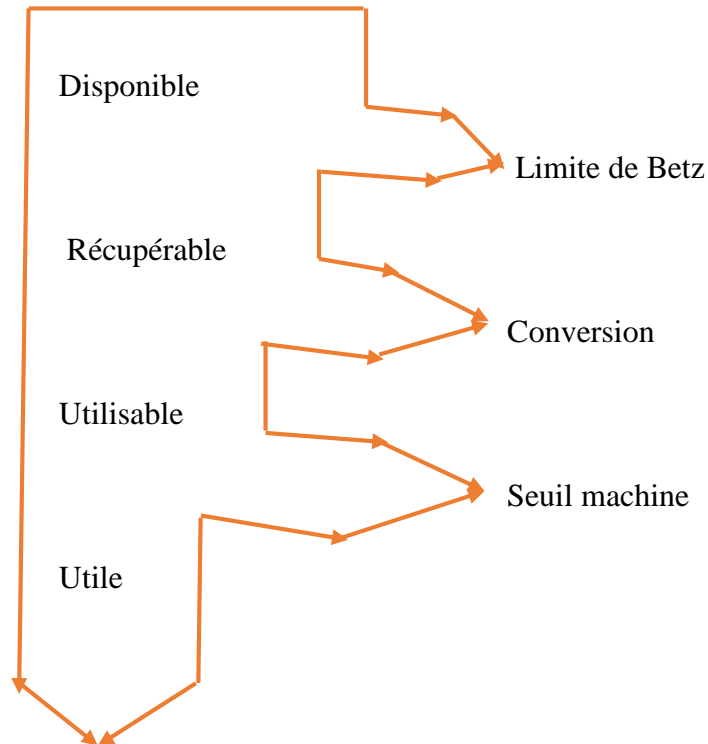


Figure II.1 : Représentation schématique des déprédations successives de l'énergie éolienne avant l'utilisation [3 ; 12].

### II.1.7.1 Densité de puissance moyenne du vent

Le calcul de la densité de puissance du vent sur un site donné permet de faire une meilleure caractérisation de la ressource éolienne disponible [10]. La puissance du vent disponible sur site par unité de surface est donnée par l'expression suivante :

$$P(V) = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^3 \quad (\text{II.32})$$

La densité de puissance moyenne disponible par unité de surface s'écrit [1 ; 3 ; 12] :

$$\bar{P} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \bar{V}^3 \quad (\text{II.33})$$

En utilisant l'expression de la vitesse cubique moyenne déterminée grâce à la densité de probabilité de la loi de Weibull, La densité de puissance moyenne disponible par unité de surface est donnée par :

$$\bar{P} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot c^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (\text{II.34})$$

### II.1.7.2 Puissance théorique maximale récupérable (Limite de Betz)

Une éolienne est une machine utilisée pour convertir l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Lors de cette conversion, la totalité de l'énergie du vent ne peut pas être captée par l'éolienne, car la vitesse du vent en aval du rotor de l'éolienne n'est jamais nulle. Ce qui implique qu'une partie du flux du vent arrivant sur le rotor de l'éolienne a été perdu.

Ainsi, selon Betz, la puissance maximale récupérable par une éolienne est égale à 16/27 de la puissance moyenne du vent en amont de l'éolienne [1 ; 7].

$$P_{max} = \frac{16}{27} \bar{P} \quad (\text{II.35})$$

### II.1.7.3 Evaluation de la puissance éolienne moyenne utilisable

Le vent est une source intermittente. Etant donné qu'une éolienne fonctionne grâce à la force du vent, trois vitesses sont essentielles pour son fonctionnement. Ce sont :

- ❖ La vitesse de démarrage  $V_D$  : à partir de cette vitesse, l'éolienne commence à produire une puissance ;
- ❖ La vitesse nominale  $V_N$  : Au voisinage de cette vitesse, la puissance délivrée par une éolienne croît de façon exponentielle jusqu'à la vitesse nominale. A partir de cette vitesse, la puissance produite par une éolienne est constante ;
- ❖ La vitesse de coupure  $V_C$  : cette vitesse est de 25 m/s. Au-delà de cette vitesse l'éolienne se met en drapeau pour raison de sécurité.

Pour déterminer la puissance éolienne moyenne utilisable du vent disponible sur un site donné par la distribution de Weibull, on multiplie la puissance du vent récupérable par une éolienne, par la fréquence d'occurrence des vitesses du vent  $f(V)$  [1-3 ; 8] :

$$\bar{P}_U = \begin{cases} 0 & \text{pour } V < V_D \\ \frac{1}{2} \rho S \int_{V_D}^{V_N} V^3 f(V) dV & \text{pour } V_D \leq V < V_N \\ \frac{1}{2} \rho S \int_{V_N}^{V_C} V_N^3 f(V) dV & \text{pour } V_N \leq V \leq V_C \\ 0 & \text{pour } V > V_C \end{cases} \quad (\text{II.36})$$

Avec :

$S$  est la surface balayée par le rotor ( $S = \pi D^2/4$ , avec  $D$  le diamètre du rotor) et  $\rho$  est la masse volumique de l'air.

#### II.1.7.4 Puissance éolienne moyenne utile

La puissance moyenne utile d'une éolienne est égale au produit du coefficient de puissance de l'éolienne ( $\eta$ ) par la puissance moyenne utilisable par la même éolienne en fonctionnement entre sa vitesse de départ et sa vitesse de coupure [17].

$$\overline{P_{Utile}} = \eta \cdot \overline{P_U} \quad (\text{II.37})$$

#### II.1.7.5 Densité énergétique moyenne disponible

Le potentiel énergétique éolien moyen disponible (en Wh) pendant une période  $T$  (le temps de fonctionnement) est obtenu par la relation suivante [1-3] :

$$\overline{E} = T \cdot \overline{P} \quad (\text{II.38})$$

En utilisant la densité de puissance moyenne en fonction des deux paramètres de Weibull, on a l'équation sous la forme suivante [17] :

$$E = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot c^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \cdot T \quad (\text{II.39})$$

$T=365 \times 24$ h pour la période d'une année de fonctionnement de l'éolienne.

## II.2 Procédure de dimensionnement d'une installation éolienne autonome

Pour dimensionner une installation éolienne autonome le plus exactement possible, il est obligatoire de procéder par les étapes suivantes [19-20] :

- ❖ Caractérisation du gisement énergétique éolien du site ;
- ❖ La détermination du profil de charge ;
- ❖ Choix de l'éolienne convenable ;
- ❖ Dimensionnement du système de stockage ;
- ❖ Dimensionnement du système de régulation ;

- ❖ Dimensionnement du système de conversion (onduleur).

### **II.2.1 Caractérisation du gisement énergétique éolien du site**

La phase primordiale de l'installation d'un système éolien autonome est l'étude et l'estimation du potentiel éolien du site, car les performances du système sont directement corrélées aux données climatiques de ce dernier (site) qui sont en principe la vitesse et la direction du vent [20]. La connaissance des caractéristiques du vent va permettre de bien évaluer la quantité d'énergie disponible et celle qui pourra être effectivement extraite du gisement éolien à la hauteur du moyeu [6 ; 17 ; 21-22].

### **II.2.2 La détermination du profil de charge**

L'évaluation de la consommation énergétique du site est capitale car elle permettra de connaître la production souhaitée et de bien choisir la turbine éolienne à installer en fonction de ses caractéristiques. C'est dans cette étape qu'on détermine l'ensemble des appareils utilisés sur le site, leurs nombres d'heures de fonctionnement et leurs puissances électriques permettant de fournir le confort aux occupants [17 ; 19 ; 23].

### **II.2.3 Choix de l'éolienne**

Le choix d'une éolienne pour l'alimentation en énergie électrique repose sur la caractérisation du potentiel énergétique éolien et l'estimation des besoins énergétiques du site. Ces dernières permettent de faire un choix judicieux de l'aérogénérateur à installer sur le site [24].

### **II.2.4 Dimensionnement du système de stockage**

Le dimensionnement du système de stockage d'énergie, consiste à calculer le nombre de batteries nécessaires permettant de s'affranchir des variations climatiques temporaires. Cela dépend principalement des jours d'autonomie souhaités, la profondeur maximale de décharge de la batterie et la température atmosphérique [19]. Le système de stockage emmagasine l'excès énergétique lorsqu'il existe et le restitue lors de la période de manque d'apport [20]. La capacité totale du parc des batteries est calculée en utilisant la formule (II.40) suivante :

$$C_T = \frac{(E \times N)}{(L \times U)} \quad (\text{II.40})$$

Où :

$C_T$  : Capacité totale des batteries en Ah ;

$N$  : Nombre de jours d'autonomie d'énergie avec un vent insuffisant ;

$E$  : La demande énergétique quotidienne exprimée en Wh ;

$U$  : La tension en Volt sous laquelle est installé le parc de batteries (12V, 24V, 48V... ) ;

$L$  : La profondeur de charge et de décharge maximum des batteries.

Les formules permettant de déterminer le nombre de batteries qui doivent être connectées en parallèle et en série pour atteindre respectivement les ampères-heures (Ah) et la tension requise par le système sont données par les relations (II.41) et (II.42) suivantes [19].

$$N_{bp} = \frac{C_T}{C_n} \quad (\text{II.41})$$

Où :

$C_T$  : Capacité totale de banc de batteries nécessaires (Ah) ;

$C_n$  : Capacité nominale d'une unité de batterie (Ah) ;  $N_{bp}$  : Nombre de batteries parallèle.

$$N_{bs} = \frac{V_n}{V_{bat}} \quad (\text{II.42})$$

$V_n$  : Tension nominale du système DC en volt (V) ;

$V_{bat}$  : Tension de la batterie en volt (V) ;  $N_{bs}$  : Nombre de batteries en série.

Le nombre total des batteries est donné par l'équation II.43 :

$$N_{bt} = N_{bp} \times N_{bs} \quad (\text{II.43})$$

## II.2.5 Dimensionnement du système de régulation

Dimensionner un système de régulation, c'est calculer le nombre des régulateurs nécessaires pour le système [19]. Ce système contrôle la charge et la décharge du système de stockage. Sa tension de sortie doit être égale à la tension nominale du système de stockage.

$$\text{Nombre de régulateurs} = \frac{\text{Puissance maximale du générateur éolien}}{\text{Puissance maximale du régulateur}} \quad (\text{II.44})$$

Avec :

$$P_{\text{maxiale du générateur éolien}} = P_{\text{éolienne}} \times \text{Nombre d'éolienne} \quad (\text{II.45})$$

$$P_{\text{maximale du régulateur}} = V_{\text{batterie}} \times I_{\text{maximale du régulateur}} \quad (\text{II.46})$$

### II.2.6 Dimensionnement du système de conversion

Faire un dimensionnement d'un système de conversion, c'est calculer le nombre d'onduleurs nécessaires pour le système éolien. La tension continue à l'entrée du système de conversion doit être égale à celle de sortie du système de régulation et sa fréquence doit être égale celle des appareils électriques qu'il alimente [19].

Le choix du type d'onduleur repose sur trois critères :

- ❖ La compatibilité en tension ;
- ❖ La compatibilité en courant ;
- ❖ La compatibilité en puissance.

La formule permettant de déterminer le nombre d'onduleurs nécessaires pour le système éolien à installer sur le site est donnée par la relation (II.47) suivante :

$$\text{Nombre d'onduleurs nécessaires} = \frac{\text{Puissance demandée par la charge}}{\text{Puissance de l'onduleur}} \quad (\text{II.47})$$

## Conclusion

Dans ce chapitre, les différentes méthodes de caractérisation du potentiel éolien d'un site et les procédures de dimensionnement d'un système éolien autonome sont présentées.

Après cette description des méthodes et procédures, les présentations des données et des méthodologies utilisées sont abordées au chapitre 3.

## Références bibliographiques

- [1] Saïdou MADOUGOU, 2010, Etude du potentiel éolien du jet nocturne dans la zone sahélienne à partir des observations de radars profileurs de vent, Thèse de Doctorat, Université de Toulouse, 214.
- [2] Dhaker ABBES, 2012, Contribution au dimensionnement et à l'optimisation des systèmes hybrides éoliens photovoltaïques avec batteries pour l'habitat résidentiel autonome, THESE de Doctorat, Université de Poitiers, 273.
- [3] Nachida KASBADJI MERZOUK, 2006, Evaluation du gisement énergétique éolien contribution à la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie, THESE de Doctorat, Université Abou-Bakr Belkaïd Tlemcen, 114.
- [4] Hassan NFAOUI, 2004, Caractéristiques du Gisement Eolien Marocain et Optimisation d'un Système Aérogénérateur/groupe Electrogène pour l'Electrification des Villages Isolés, THESE de Doctorat d'ETAT, Université Mohammed V, 353.
- [5] *Abul Kalam Azad, Mohammad Golam Rasul and Talal Yusaf, 2014, Statistical Diagnosis of the Best Weibull Methods for Wind Power Assessment for Agricultural Applications, 7, 3056-3085 ; doi : 10.3390/en7053056.*
- [6] *H. Faïda, J. Saadi, M. Khaïder, S. El Alami et M. Monkade, 2010, Etude et analyse des données du vent en vue de dimensionner un système de production d'énergie éolienne Cas d'un site au nord du Maroc, Revue des Energies Renouvelables, Vol. 13, N°3, 477 – 483.*
- [7] BENMEDJAHED Miloud, 2013, Choix du site et optimisation du dimensionnement d'une installation éolienne dans le nord Algérien et son impact sur l'environnement, Thèse de Doctorat, Université Abou-Bakr Belkaïd Tlemcen, 158.
- [8] *N. Kasbadji Merzouk et M. Merzouk, 2006, Estimation du potentiel énergétique éolien utilisable Application au pompage dans les Hauts Plateaux, Revue des Energies Renouvelables, Vol. 9, N°3, 155 – 163.*
- [9] FELLAH Boumediene, 2012, Système hybride photovoltaïque-éolien, de production d'électricité. Application aux sites de Tlemcen et de Bouzaréah, Mémoire de Magister, Université Abou-Bakr Belkaïd Tlemcen, 151.

- [10] M. BOUDIA Sidi Mohammed, 2013, Optimisation de l'Évaluation Temporelle du Gisement Énergétique Éolien par Simulation Numérique et Contribution à la Réactualisation de l'Atlas des Vents en Algérie, Thèse de Doctorat, Université Abou-Bakr Belkaïd Tlemcen, 155.
- [11] Mohamed Bassam BEN TICHA, 2007, Fusion De Données Satellitaires Pour La Cartographie Du Potentiel Éolien Offshore, Thèse de Doctorat, Mines Paris Tech, 143.
- [12] M. BOUDIA Sidi Mohammed, 2009, Optimisation de l'estimation du gisement éolien par simulation numérique dans la région côtière de l'ouest algérien ; cas de Béni-Saf, Mémoire de Magister, Université Abou-Bakr Belkaïd Tlemcen, 97.
- [13] G. Al Zohbi, P. Hendrick et P. Bouillard, 2014, *Evaluation du potentiel d'énergie éolienne au Liban, Revue des Energies Renouvelables, Vol. 17 N°1, 83 – 96.*
- [14] KHALED FERKOUS, 2009, Etude D'une Chaîne De Conversion D'énergie Eolienne, Mémoire de Magister, Université Mentouri Constantine, 178.
- [15] S.M. El Moustapha, M.L. Ndiaye, P.A. Ndiaye, A.K.O. Mahmoud et I. Youm, Mars 2014, *Influence des paramètres météorologiques sur la production d'un aérogénérateur : Application sur le littoral Sahélien, Revue des Energies Renouvelables, Vol. 17, N°1, 43 – 54.*
- [16] N. Kasbadji-Merzouk, M. Merzouk et B. Benyoucef, 2007, *Extrapolation verticale des paramètres de Weibull pour l'estimation du potentiel récupérable, Revue des Energies Renouvelables ICRES-07 Tlemcen, 193 – 198.*
- [17] Mlle. ZERARI NAZIHA, 2015, Modélisation et optimisation multi objectifs d'une éolienne à axe horizontal d'un système de production éolien isolé de petite taille, THESE de Doctorat, Université Badji Mokhtar-Annaba, 120.
- [18] M. KHELLADI SMAINE, 2010, Analyse et approche d'aide à la décision pour le choix d'un projet éolien, Mémoire de Magister, Université Abou-Bakr Belkaïd Tlemcen, 166.
- [19] Zohra Benhachani, 2011, Elaboration d'un Modèle De Dimensionnement d'un Système Hybride (Solaire-Eolien) Alimentant une Ferme dans La Région Des Aures, Mémoire de Magister, Université Hadj Lakhdar-Batna, 124.

[20] A. El Khadimi, L. Bchi et A. Zeroual, 2004, *Dimensionnement et Optimisation Technico-économique d'un Système d'Energie Hybride Photovoltaïque - Eolien avec Système de Stockage*, *Revue des Energies Renouvelables*, Vol. 7, 73-83.

[21] M. KEBIR Mohammed, 2011, Etude et analyse des données météorologiques, en particulier le Vent dans la région d'Adrar, Mémoire de Master, Université Abou-Bakr Belkaïd Tlemcen, 74.

[22] A.B. Akpo, J.C.T. Damada, H.E.V. Donnou, B. Kounouhewa et C.N. Awanou, 2015, *Evaluation de la production énergétique d'un aérogénérateur sur un site isolé dans la région côtière du Bénin*, *Revue des Energies Renouvelables*, Vol. 18, N°3, 457 – 468.

[23] D. Saheb Koussa, M. Belhamel et B. Kazed, 2007, *Système éolien pour l'alimentation d'une charge à usage domestique*, *Revue des Energies Renouvelables*, Vol. 10, N°1, 127 – 138.

[24] BENALI OUSSAMA, 2015, Evaluation de potentiel énergétique éolien dans la région sud-est du Sahara algérienne, Mémoire de Master, Université Kasdi Merbah Ouargla, 54.

## Chapitre III : Matériels et méthodes

### Introduction

Ce chapitre traite de la présentation des données du vent, des matériels et méthodes de calcul utilisés dans la réalisation du présent travail de mémoire et se termine par une conclusion.

#### III.1 Position du problème

Pour exploiter de façon optimale une éolienne dans toutes les conditions météorologiques et dans une période importante de temps, il est nécessaire de [1 ; 2] :

- ❖ Réaliser une étude détaillée de la vitesse du vent et de ses directions sur le site ;
- ❖ Déterminer la puissance et l'énergie récupérable à la hauteur du mât en extrapolant les paramètres de Weibull afin de proposer l'éolienne la mieux adaptée à ce site.

#### III.2 Présentation des données et méthodes de calculs

##### III.2.1 Présentation de la zone d'étude

Le nouveau site de l'Université Dan Dicko Dankoulodo de Maradi est la zone d'étude. Il est situé à 1km du campus Universitaire entre les parallèles  $13,49^\circ$  de latitude Nord et les méridiens  $7,14^\circ$  de longitude Est. Il est composé de 4 blocs, dont un bloc de laboratoires de physique et un cinquième bloc en chantier.



Figure III.1 : Vue aérienne du nouveau site et du bloc des laboratoires [3]

### **III.2.2 Présentation des données**

Les données climatiques utilisées dans cette étude, sont les vitesses et directions tri-horaires du vent sur une période de 5 ans (2013-2017) et les vitesses moyennes mensuelles et directions du vent sur 10 ans (2008-2017) obtenues à la Direction de la Météorologie Nationale (DMN). Ces données sont mesurées à 10 mètres d'altitude par la station météorologique de Maradi à l'aide d'anémomètre et de girouette. Elle est située dans l'aéroport entre les parallèles 13,47° de latitude Nord et les méridiens 7,08° de longitude Est. Elle est de type synoptique et a débuté ses archives le 1<sup>er</sup> Avril 1949.

### **III.2.3 Méthodes de calculs**

#### **III.2.3.1 Variabilité temporelle et méthodes numériques pour l'estimation des paramètres de Weibull**

Pour faire une caractérisation détaillée et précise du potentiel énergétique éolien d'un site, il est primordial de commencer par une étude et une analyse de la climatologie du site en utilisant des méthodes de prévision permettant de faire une prédiction fiable des caractéristiques du vent. Au cours des dernières années, la distribution de Weibull est l'un des outils les plus utilisés et recommandés pour caractériser le potentiel éolien d'un site. Cette distribution à deux paramètres permet de caractériser la distribution des fréquences de vitesses du vent [1 ; 2 ; 4 ; 5]. La fonction de distribution de Weibull à deux paramètres est décrite par la relation (II.1) du paragraphe (II.1.1.1) de la partie (II.1.1).

Dans cette étude, la méthode utilisée pour la détermination des deux paramètres de Weibull est la méthode des moindres carrées décrite au paragraphe (II.1.2.2) de la partie (II.1.2).

#### **III.2.3.2 Variabilité spatiale**

##### **III.2.3.2.1 La variation verticale de la vitesse du vent**

Dans les stations météorologiques, la vitesse du vent est généralement mesurée à 10 mètres du sol. Le dimensionnement de tout système éolien passe nécessairement par la connaissance de la vitesse du vent et ses variations à la hauteur du mât de l'éolienne. Pour obtenir des données relatives à la hauteur désirée, il existe deux méthodes possibles [4] :

- Effectuer une campagne de mesure sur une longue période de 30 ans telle que recommandée par l'Organisation Mondiale de la Météorologie (OMM). Une telle période nécessite la mise en œuvre d'un projet ou d'une grande campagne de collecte de données impliquant assez de ressources humaines, matérielles et humaines;
- Procéder par une extrapolation verticale de données relevées à 10 mètres du sol à partir de modèles empiriques déjà établis.

Pour connaître le profil vertical de la vitesse du vent à la hauteur désirée, la deuxième méthode a été utilisée dans cette étude. Le modèle d'extrapolation utilisé est indiqué par la relation (II.19) décrite à la section (II.1.3).

#### **III.2.3.2 La direction du vent**

Lors d'une installation d'éoliennes sur un site, il est nécessaire de savoir où sont orientées les principales directions du vent. Ces informations sont données par les roses des vents. Deux types de roses de vents sont utilisés dans ce travail de mémoire :

- Les roses des vents moyennes mensuelles obtenues à la Direction de la Météorologie Nationale (DMN) ;
- Les roses des fréquences d'occurrence de classes des vents réalisées sous Excel en fonction des effectifs des vitesses des vents enregistrés par seuils et par directions du vent.

#### **III.2.3.3 Extrapolation des paramètres de Weibull**

La caractérisation du potentiel éolien d'un site passe nécessairement par la détermination des deux paramètres de Weibull caractérisant la distribution des vents sur le site. Ces paramètres sont déterminés à la hauteur de mesure des caractéristiques des vents (10 mètres). L'extrapolation de ces paramètres permet de connaître la distribution des vents à la hauteur du mât de l'éolienne [1 ; 2 ; 4 ; 5 ; 6 ; 7]. Les relations (II.24) et (II.25) présentées au paragraphe (II.1.4) ont permis d'extrapoler les paramètres de Weibull dans cette étude.

#### **III.2.3.4 Caractérisation du potentiel énergétique éolien du site**

Après la détermination des paramètres de Weibull, pour évaluer le potentiel énergétique éolien, il faut connaître respectivement la densité de puissance moyenne du vent et la densité d'énergie moyenne disponible du vent sur le site d'étude. Dans cette perspective, les relations (II.34) et (II.39) des parties (II.1.7.1) et (II.1.7.5) sont appliquées.

#### **III.2.3.5 Evaluation de la consommation énergétique du bloc des laboratoires**

Pour analyser les besoins énergétiques du bloc des laboratoires, une campagne de collecte des données liées à la consommation énergétique journalière est obligatoire. Cependant, un inventaire des appareils consommant l'énergie électrique est réalisé dans chaque laboratoire et bureau du bloc. Une extrapolation de la consommation énergétique journalière a permis d'obtenir la consommation hebdomadaire, mensuelle et annuelle et d'établir le profil de consommation du bloc [8].

#### **III.2.3.6 Dimensionnement du système éolien**

Le dimensionnement de l'aérogénérateur sera fonction des caractéristiques du vent et des besoins énergétiques du bloc.

Les relations II.40 ; II.41 ; II.42 et II.43 (paragraphe II.2.4) sont utilisées pour dimensionner le système de stockage d'énergie.

Le dimensionnement du système de régulation est effectué en utilisant les équations II.44 ; II.45 et II.46 (paragraphe II.2.5).

L'équation II.47 (paragraphe II.2.6), a permis de faire le dimensionnement du système de conversion.

## **Conclusion**

Dans ce chapitre, les matériels et différentes méthodes utilisés pour caractériser le potentiel énergétique éolien du site d'étude ainsi que les procédures du dimensionnement d'un système éolien sont présentées.

## Références bibliographiques et Webographies

- [1] Mlle. ZERARI NAZIHA, 2015, Modélisation et optimisation multi objectifs d'une éolienne à axe horizontal d'un système de production éolien isolé de petite taille, THESE de Doctorat, Université Badji Mokhtar-Annaba, 120.
- [2] Nachida KASBADJI MERZOUK, 2006, Evaluation du gisement énergétique éolien contribution à la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie, THESE de Doctorat, Université Abou-Bakr Belkaïd Tlemcen, 114.
- [3] Google Maps consulté le 26/12/18 à 14h49.
- [4] M. BOUDIA Sidi Mohammed, 2013, Optimisation de l'Évaluation Temporelle du Gisement Énergétique Éolien par Simulation Numérique et Contribution à la Réactualisation de l'Atlas des Vents en Algérie, Thèse de Doctorat, Université Abou-Bakr Belkaïd Tlemcen, 155.
- [5] BENMEDJAHED Miloud, 2013, Choix du site et optimisation du dimensionnement d'une installation éolienne dans le nord Algérien et son impact sur l'environnement, Thèse de Doctorat, Université Abou-Bakr Belkaïd Tlemcen, 158.
- [6] M. BOUDIA Sidi Mohammed, 2009, Optimisation de l'estimation du gisement éolien par simulation numérique dans la région côtière de l'ouest algérien ; cas de Béni-Saf, Mémoire de Magister, Université Abou-Bakr Belkaïd Tlemcen, 97.
- [7] HAROUNA SALA Mahamane Nassirou et IDI MAIHAWARE Mahamadou Nouroudine, 2015, Etude du potentiel éolien de la région de Maradi, Mémoire de Licence, Université Dan Dicko Dankoulodo de Maradi, 103.
- [8] Dhaker ABBES, 2012, Contribution au dimensionnement et à l'optimisation des systèmes hybrides éoliens photovoltaïques avec batteries pour l'habitat résidentiel autonome, THESE de Doctorat, Université de Poitiers, 273.

## Chapitre IV : Résultats et discussions

### Introduction

Les méthodes d'évaluation du gisement éolien décrites au chapitre III sont appliquées dans ce chapitre pour mieux caractériser les régimes des vents du site d'étude. L'analyse des résultats couplée à celle de l'évaluation des besoins énergétiques du site, vont permettre de réaliser le dimensionnement du système éolien à installer sur le site.

#### IV.1 Caractéristiques du vent à 10 mètres du sol

##### IV.1.1 Variation à l'échelle annuelle et interannuelle

Les vitesses moyennes annuelles à 10 mètres du sol, les écart-types et les coefficients des variations interannuelles sont calculées sur la période 2008-2017, à partir des vitesses moyennes mensuelles obtenues à la DMN. Les résultats sont présentés dans le tableau IV.1.

Tableau IV.1 : Moyennes annuelles, écart-types et coefficients des variations interannuelles de la vitesse moyenne du vent à 10 mètres du sol.

Vitesse du vent moyenne mensuelle sur la période 2008-2017										
Années / Mois	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Janvier	1,9	1,2	1,6	2,3	2,7	1,6	1,4	2,8	4,4	3
Février	2,2	1,8	1,6	1,5	2,2	1,6	1,6	1,6	3,5	3,8
Mars	1,2	2,1	2	2,2	2,7	1	1,2	2	2,2	2,4
Avril	1,4	1	1,4	1	0,8	1	1	2,1	2,3	1,6
Mai	1,3	1,1	1,4	1,2	1,5	1,2	1,1	1,5	3,3	2,2
Juin	1,5	1,8	1,5	1,9	1,7	1,6	1,5	2,1	3,9	4
Juillet	1,5	1,4	1,5	1,5	1	1,3	1,4	1,7	3,1	3,1
Août	0,8	0,9	0,9	1	1	0,9	1	1	2,8	2,4
Septembre	0,7	0,7	0,6	0,9	0,6	0,7	1	1,1	2,4	2,7
Octobre	0,9	0,8	0,8	1,1	0,7	0,8	0,9	0,9	2,2	3,2
Novembre	1,4	1,7	1,2	1,6	0,9	1	1,1	2,3	3,1	3,7
Décembre	1,6	1,7	1,7	2,4	1,5	1,6	1,9	4,3	4,2	4,1
Moyenne annuelle	1,37	1,35	1,35	1,55	1,44	1,19	1,26	1,95	<b>3,12</b>	3,02
Ecart-type	0,42	0,44	0,39	0,52	0,72	0,33	<b>0,29</b>	0,89	0,74	<b>0,75</b>
Coefficient de variation $I_i = \frac{\sigma_i}{\bar{v}_i}$	0,31	0,33	0,29	0,33	<b>0,5</b>	0,27	<b>0,23</b>	0,46	0,24	0,25

L'analyse du tableau IV.1, révèle que durant ces 10 ans d'observations :

- L'année 2014 présente les plus faibles valeurs d'écart-type (0,29 m/s) et de coefficient de variation (0,23). Ces valeurs permettent d'affirmer que les vitesses moyennes mensuelles sont peu dispersées autour de la moyenne annuelle ; donc le vent est stable.
- L'année 2016 a la plus grande valeur de la vitesse moyenne annuelle (3,12 m/s) avec un écart-type important de l'ordre de 0,74 m/s et un coefficient de variation de 0,24 qui est l'un des plus faibles coefficients de variation. Ces résultats permettent de conclure que, les vitesses moyennes mensuelles sont très dispersées autour de la moyenne annuelle ; c'est donc une année durant laquelle on note une importante fluctuation des régimes du vent.
- Au vu des valeurs du coefficient de variation, le vent présente un régime presque régulier sur la période 2008-2017. On peut donc conclure que le vent est pratiquement stable sur cette période.

La courbe des moyennes annuelles de la vitesse du vent entre 2008-2017 est tracée en utilisant les résultats du tableau IV.1 et est représentée sur la figure IV.1.

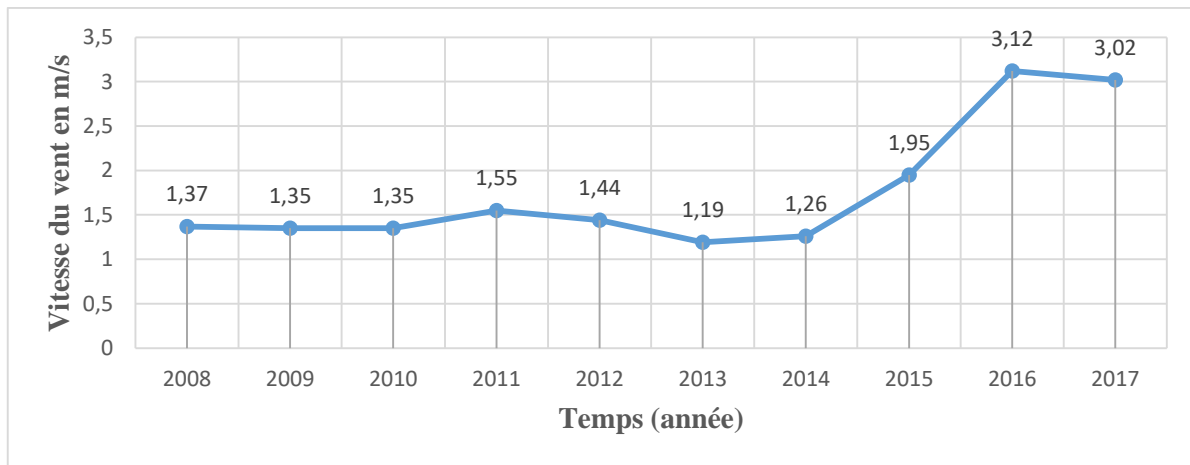


Figure IV.1 : Variations annuelles de la vitesse moyenne du vent.

L'analyse de cette figure montre que la plus grande valeur de la vitesse moyenne annuelle du vent (3,12 m/s) est enregistrée en 2016 et que la plus faible (1,19 m/s) est obtenue en 2013.

La vitesse moyenne annuelle sur la période 2008-2017 est de 1,76 m/s avec un écart-type de 0,72 m/s et un coefficient de variation interannuelle de 0,41.

La figure IV.2 illustre les variations des vitesses moyennes annuelles par rapport à la vitesse moyenne annuelle des 10 années d'observations.

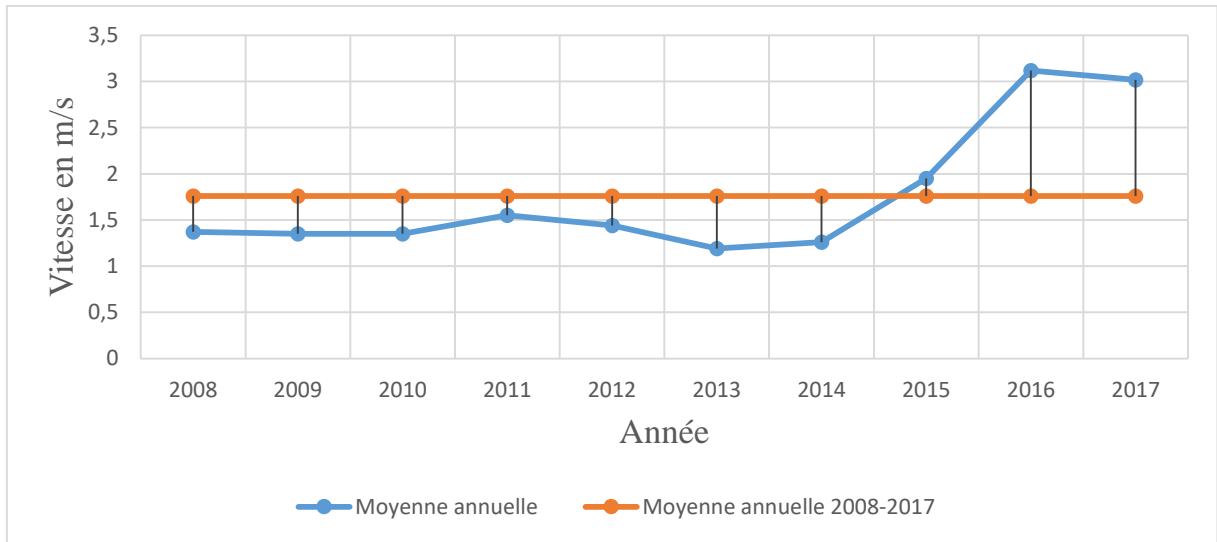


Figure IV.2 : Variation des moyennes annuelles autour de celle annuelle.

Cette figure montre que les vitesses moyennes annuelles varient peu par rapport à la moyenne sur les 10 ans et qu'à partir de l'année 2015 jusqu'en 2017, on observe un écart important par rapport à la moyenne. Cela est dû probablement aux impacts du phénomène de changement climatique caractérisés ces dernières années par des fortes précipitations accompagnées par des vents importants.

De façon générale, cette figure permet de voir que sur la période 2008-2017, il y'a plus de baisse que de hausse des vitesses moyennes annuelles par rapport à la vitesse moyenne annuelle de la période.

#### IV.1.2 Variation saisonnière de la vitesse moyenne du vent

La courbe de variation saisonnière de la vitesse moyenne du vent à 10 m du sol est représentée à la figure IV.3.

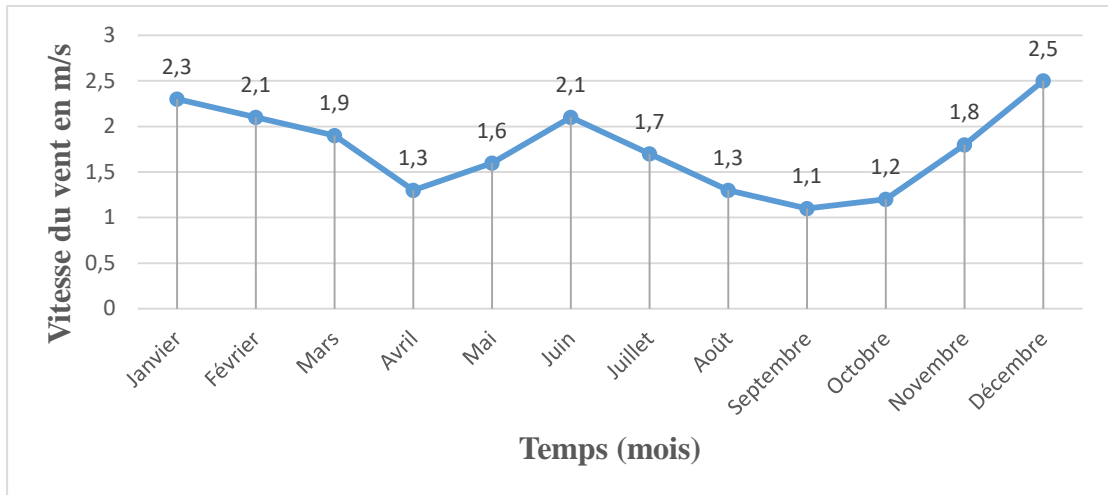


Figure IV.3 : Evolution des moyennes mensuelles entre 2008 et 2017

En considérant qu'une année est caractérisée par trois saisons :

- La saison froide qui s'étend de Novembre jusqu'en Février ;
- La saison chaude qui couvre les mois de Mars jusqu'en Juin ;
- La saison pluvieuse qui débute en Juillet et prend fin en Octobre.

L'observation de cette figure permet de dire que la saison froide est la saison pendant laquelle le vent présente des vitesses importantes par rapport aux autres saisons sur toute la période d'étude avec des moyennes allant de 1,8 m/s jusqu'à 2,5 m/s.

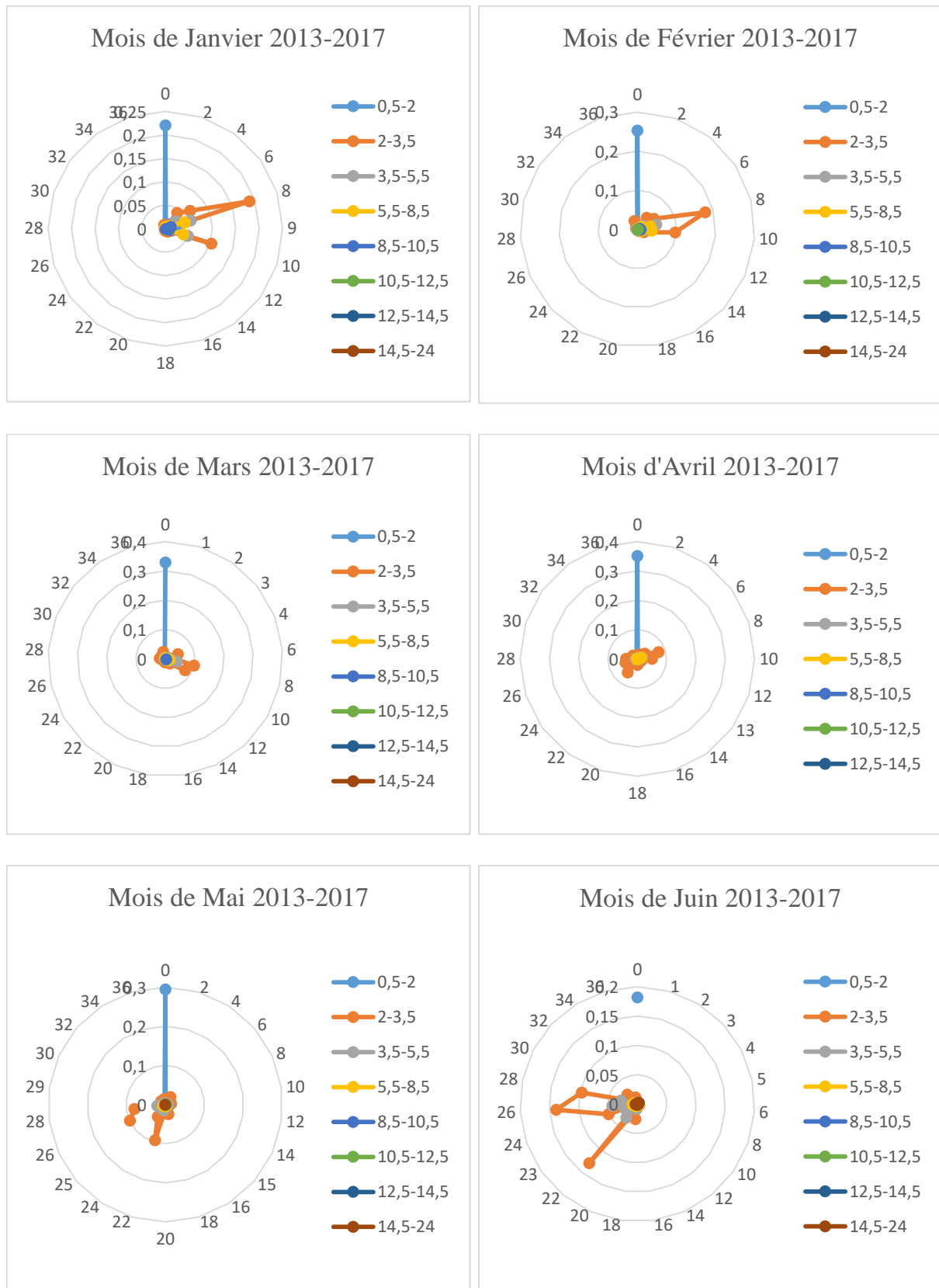
La saison chaude (Mars-Juin), est caractérisée par des vents faibles, tandis que la saison pluvieuse débute avec des vents modérés et finit avec des vents faibles. Cela résulte du fait que pendant la saison pluvieuse le vent est très fluctueux et instable avec plus de vents faibles.

De manière générale, l'analyse de la figure IV.3 permet d'affirmer que durant les 10 ans d'observations sur le site d'étude, la vitesse moyenne du vent fluctue en fonction des saisons avec une moyenne maximale en saison froide due à l'harmattan qui souffle durant cette période.

## IV.2 Etude de la direction du vent (rose des vents)

Dans le but de connaître les différentes directions du vent, en particulier celles des vents dominants, des études fréquentielles des vitesses et directions du vent ont été menées. Celles portées sur les vitesses moyennes mensuelles vont permettre de construire la rose des vents.

Les roses des vents ont été réalisées en utilisant des données tri-horaires des vitesses et directions des vents sur une période de 5 ans (2013-2017) et sont illustrées à la figure IV.4.



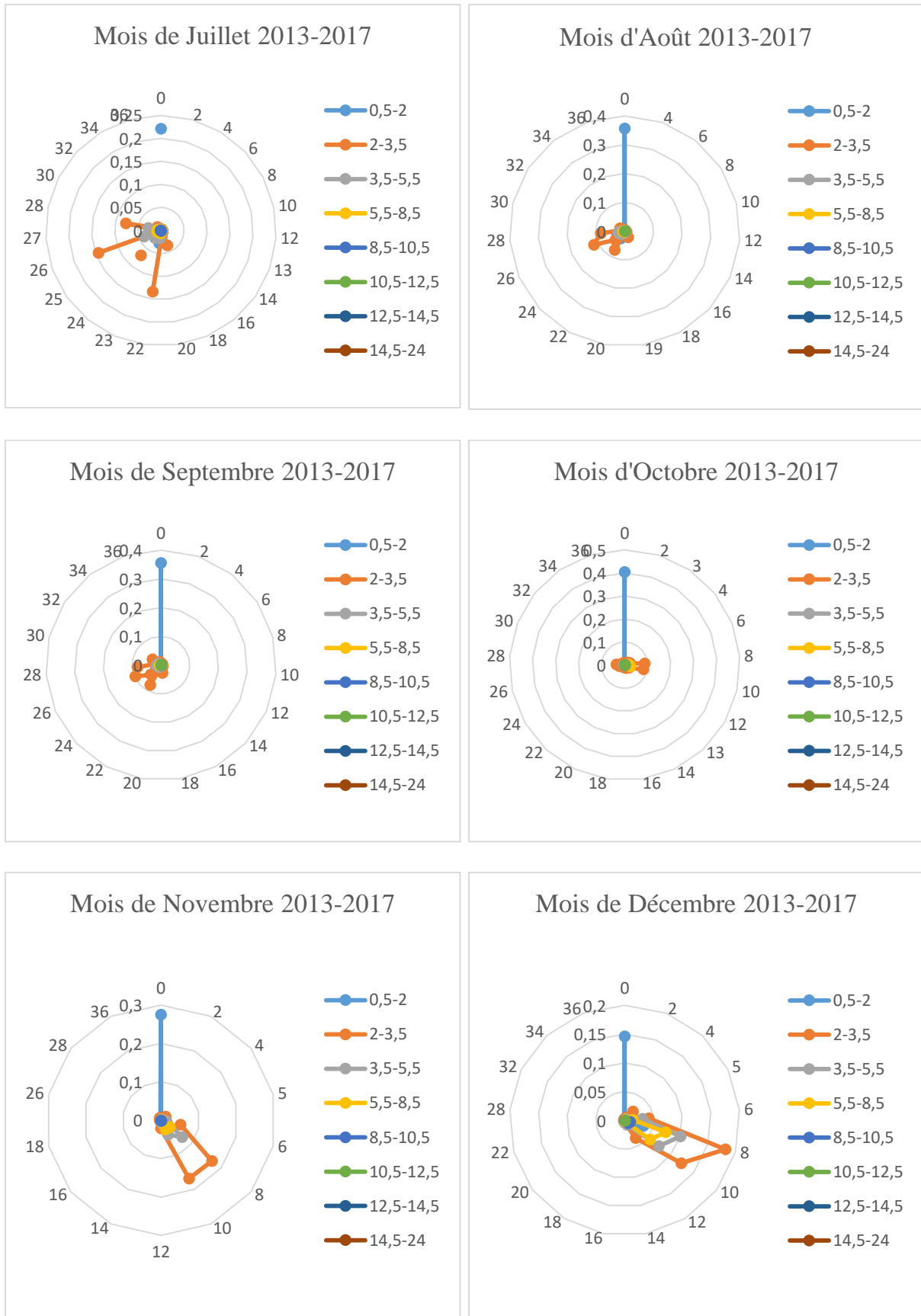


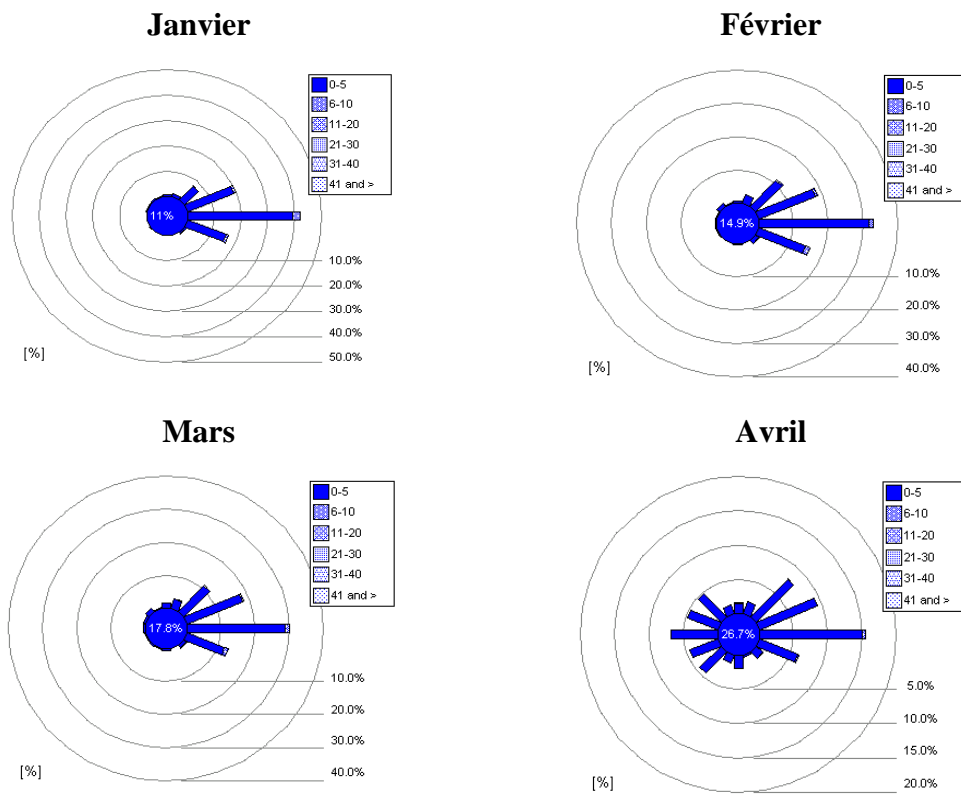
Figure IV.4 : Roses des vents sur 5 ans à 10 m du sol.

L'analyse de la figure IV.4 permet de dire que pour l'ensemble des observations, la direction dominante des vents est le Nord. Les vents en provenance de cette direction ont des valeurs comprises entre 0 et 2 m/s.

Pour les mois de Novembre à Mars, les directions prédominantes sont : Est-Nord-Est, Est et Est-Sud-Est qui soulignent la longue présence du vent d'harmattan. Dans ces directions, les vents ont des vitesses comprises entre 2 et 3,5 m/s.

Les directions des vents représentatifs de la saison pluvieuse sont : Ouest-Sud-Sud et Ouest-Sud-Ouest. Sur ces directions, les vents dominants ont des vitesses comprises dans l'intervalle 2 à 3,5 m/s. Ces résultats sont similaires à ceux obtenus par (*H. Sala et al, 2015*) [1-2].

Les roses de vents moyennes mensuelles sur une période de 10 ans (2008-2017) ont été obtenues à la Direction de la Météorologie Nationale (DMN) et sont représentées à la figure IV.5.



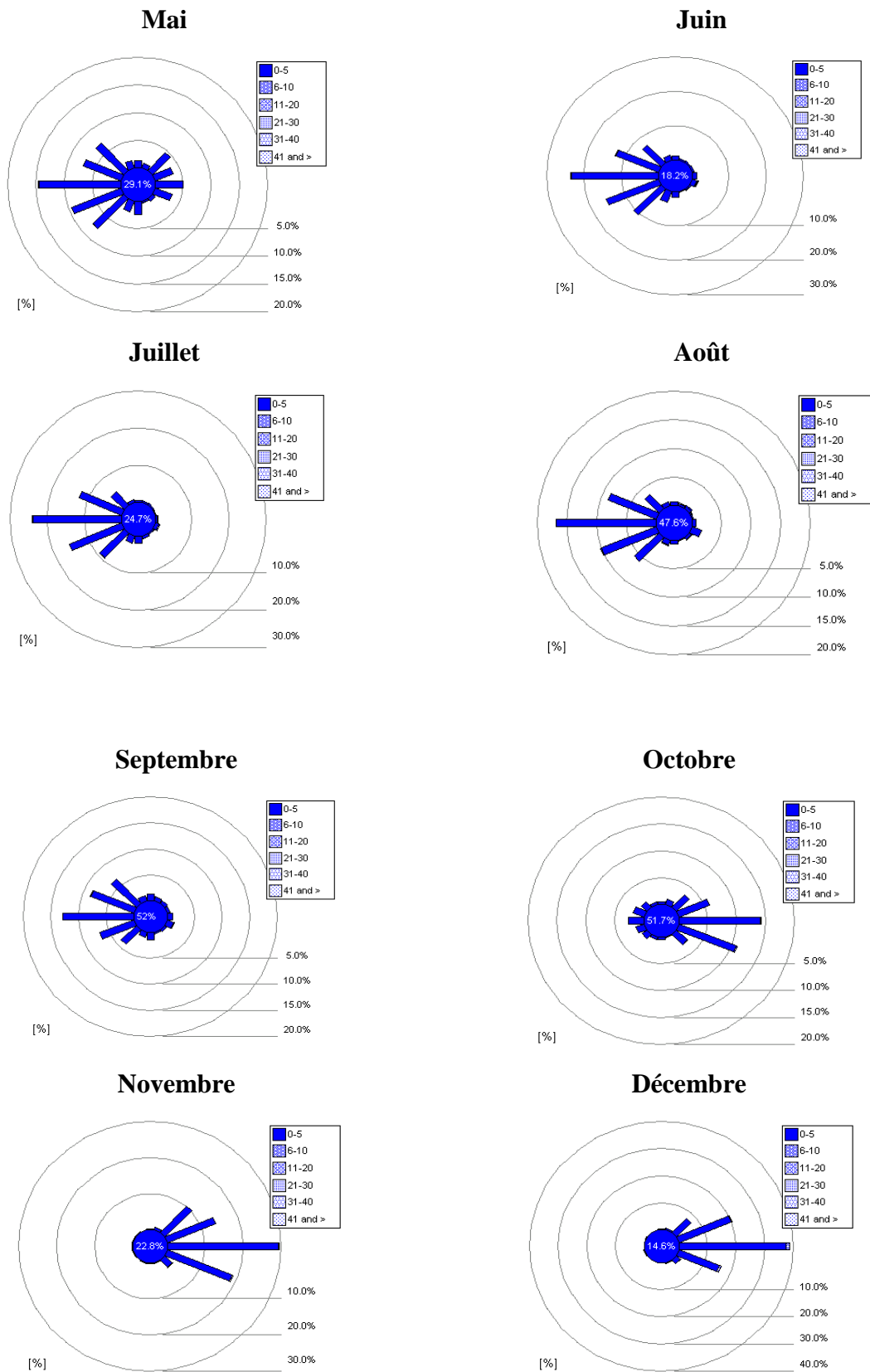


Figure IV.5 : Roses des vents des moyennes mensuelles sur 10 ans (2008-2017) à 10 m.

L'analyse de la figure IV.5 permet d'affirmer que, sur les 10 ans d'observations, les directions des vents dominants sont : Est-Nord-Est, Est et Est-Sud-Est. Ces directions sont observables à partir du mois d'Octobre jusqu'au mois d'Avril et ont des vitesses comprises entre 0 et 5 m/s et 6 et 10 m/s respectivement. Durant ces mois, les directions dominantes des vents sont dues à la présence d'harmattan [1 ; 3].

Pour les mois de Mai à Septembre sur les 10 ans, les directions dominantes des vents sont : Ouest-Sud-Ouest et Ouest, témoignant la présence de la mousson qui apporte la pluie. Sur cette période, les vitesses des vents dominants sont comprises dans l'intervalle 0 à 5 m/s.

Les résultats des roses des vents moyennes mensuelles pour les 10 ans, obtenues à la DMN, confirment celles des roses des vents réalisées sous Excel en utilisant les données tri-horaires des vents sur 5 ans, figures IV.4 et IV.5. Ces résultats indiquent que l'orientation privilégiée à respecter lors de l'installation du moyeu de l'aérogénérateur est Nord et Est-Nord-Est.

### **IV.3 Modélisation de la vitesse du vent**

#### **IV.3.1 Distribution statistique de la vitesse du vent**

Pour caractériser la distribution statistique du vent sur le site d'étude, après analyse de dix années d'observations de la vitesse du vent, deux années sont sélectionnées ; il s'agit de : l'année 2013 présentant la plus faible vitesse moyenne annuelle (1,19 m/s) et l'année 2016 ayant une vitesse moyenne annuelle de 3,12 m/s qui est la plus grande valeur enregistrée sur les dix ans.

Les tableaux IV.2 et IV.3 ci-dessous, donnent respectivement les fréquences absolues et cumulées en fonction des classes de vent pour les observations des années 2013 et 2016.

Tableau IV.2 : Fréquences absolues et cumulées pour les vents observés en 2013

L'année 2013			
Classes	Effectifs	Fréquences	Fréquences cumulées
$V \in [0 ; 1[$	1329	0,47617341	0,476173415
$V \in [1 ; 2[$	182	0,0652096	0,541383017
$V \in [2 ; 3[$	939	0,33643855	0,877821569
$V \in [3 ; 4[$	241	0,08634898	0,964170548
$V \in [4 ; 5[$	59	0,02113938	0,985309925
$V \in [5 ; 6[$	27	0,00967395	0,994983877
$V \in [6 ; 7[$	13	0,00465783	0,999641705
$V \in [7 ; 8[$	1	0,00035829	1
$V \in [8 ; 9[$	0	0	1
$V \in [9 ; 10[$	0	0	1
$V \in [10 ; 11[$	0	0	1
$V \in [11 ; 12[$	0	0	1
$V \in [12 ; 13[$	0	0	1
$V \in [13 ; 14[$	0	0	1
$V \in [14 ; 15[$	0	0	1
$V \in [15 ; 16[$	0	0	1
$V \in [16 ; 17[$	0	0	1
$V \in [17 ; 18[$	0	0	1
$V \in [18 ; 19[$	0	0	1
$V \in [19 ; 20[$	0	0	1
$V \in [20 ; 21[$	0	0	1
Total	2791	1	

Tableau IV.3 : Fréquences absolues et cumulées pour les vents observés en 2016

L'année 2016			
Classes	Effectifs	Fréquences	Fréquences cumulées
$V \in [0 ; 1[$	240	0,08540925	0,085409253
$V \in [1 ; 2[$	296	0,10533808	0,190747331
$V \in [2 ; 3[$	756	0,26903915	0,459786477
$V \in [3 ; 4[$	539	0,19181495	0,651601423
$V \in [4 ; 5[$	368	0,13096085	0,782562278
$V \in [5 ; 6[$	263	0,09359431	0,876156584
$V \in [6 ; 7[$	140	0,04982206	0,925978648
$V \in [7 ; 8[$	100	0,03558719	0,961565836
$V \in [8 ; 9[$	64	0,0227758	0,984341637
$V \in [9 ; 10[$	26	0,00925267	0,993594306
$V \in [10 ; 11[$	12	0,00427046	0,997864769
$V \in [11 ; 12[$	5	0,00177936	0,999644128
$V \in [12 ; 13[$	0	0	0,999644128
$V \in [13 ; 14[$	0	0	0,999644128
$V \in [14 ; 15[$	0	0	0,999644128
$V \in [15 ; 16[$	0	0	0,999644128
$V \in [16 ; 17[$	0	0	0,999644128
$V \in [17 ; 18[$	0	0	0,999644128
$V \in [18 ; 19[$	0	0	0,999644128
$V \in [19 ; 20[$	0	0	0,999644128
$V \in [20 ; 21[$	1	0,00035587	1
Total	2810	1	

L'analyse de ces deux tableaux montre que :

- Pour l'année 2013, les vents appartenant à la classe  $[0 ; 1[$ , présentent une fréquence importante de 47,62%. Une fréquence de 33,64% est obtenue pour les vents appartenant à la classe  $[2 ; 3[$ , et seulement 8,63% des vents sont dans l'intervalle  $[3 ; 4[$ .
- Les fréquences les plus importantes pour l'année 2016, appartiennent aux classes  $[2 ; 3[$  ;  $[3 ; 4[$  et  $[4 ; 5[$  ayant des fréquences respectives 26,90% ; 19,18% et 13,10%.

Connaissant qu'une éolienne de moyenne puissance peut démarrer à partir des vents ayant une vitesse de l'ordre de 2 m/s. Ces résultats permettent de dire que, l'installation d'une éolienne de moyenne puissance peut être viable sur ce site.

Les figures IV.6 et IV.7 présentent les histogrammes des fréquences du vent en fonction des classes de vent respectivement pour l'année 2013 et celle 2016 obtenues à partir des tableaux IV.2 et IV.3.

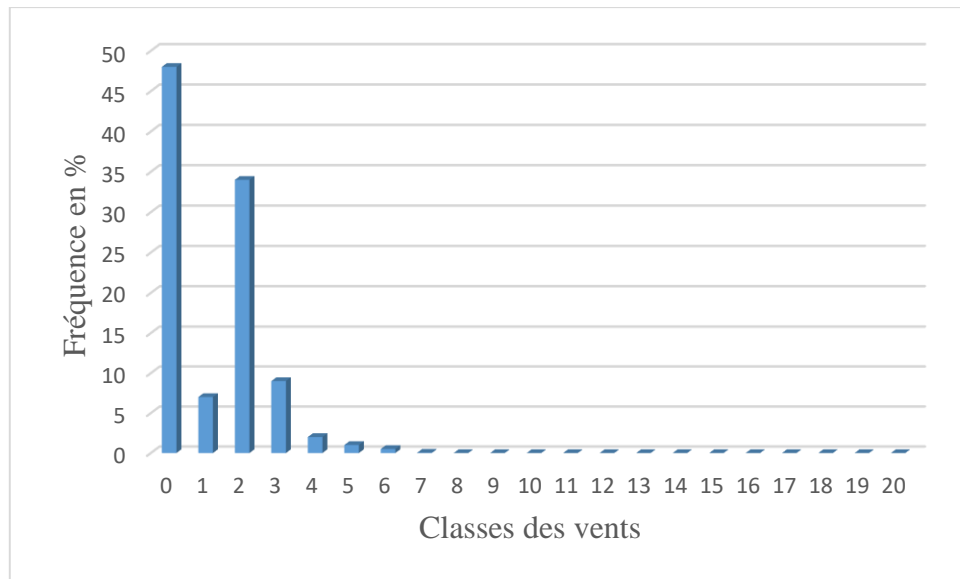


Figure IV.6 : Histogramme des fréquences des vents pour l'année 2013

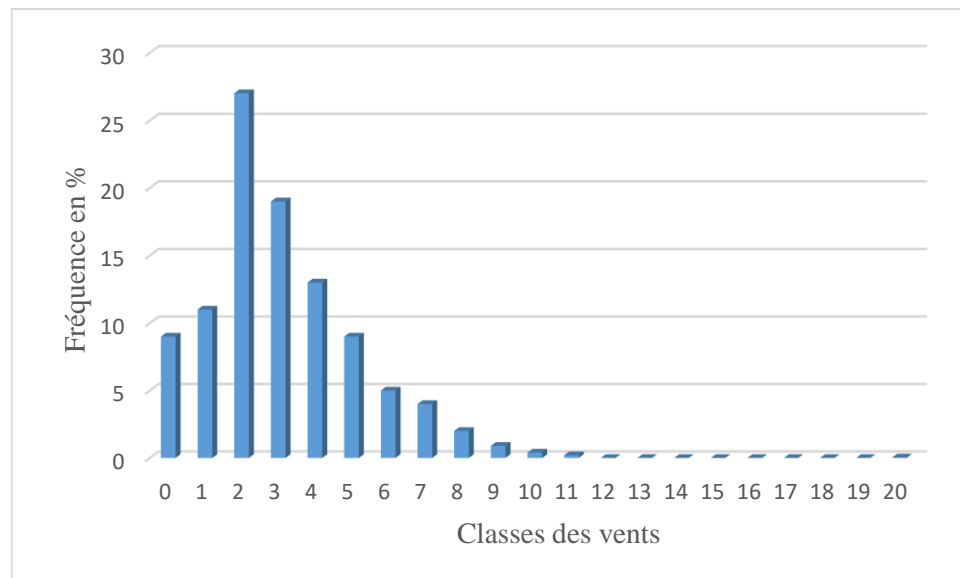


Figure IV.7 : Histogramme des fréquences des vents pour l'année 2016

### IV.3.2 Ajustement par la fonction de Weibull

Les caractéristiques statistiques du vent permettent de connaître la répartition des vitesses du vent sous la forme d'histogrammes de fréquences d'occurrence. Les distributions

sont calculées par intervalle de 1 m/s. Dans la pratique, on assimile ce type d'histogramme à une fonction de densité de probabilité des vitesses. Dans cette approche, la distribution de probabilité de Weibull est à l'heure actuelle le standard pour la représentation statistique de la climatologie des sites éoliens [3].

Dans cette étude, les paramètres de Weibull sont approximés en utilisant la méthode des moindres carrés. Le tableau IV.4, donne les valeurs des paramètres de Weibull annuels obtenus suite à l'application de cette méthode sur 5 ans (2013-2017) d'observations tri-horaires de la vitesse du vent.

Tableau IV.4 : Estimation des paramètres de Weibull annuels pour 5 ans à 10 m

Années	Vitesse moyenne en m/s	Facteur de forme k	Facteur d'échelle c en m/s
2013	1,57	1,352	<b>1,712</b>
2014	1,65	1,453	1,821
2015	2,38	<b>1,317</b>	2,588
2016	3,69	1,595	<b>4,115</b>
2017	3,50	<b>1,600</b>	3,899

Le paramètre de forme k, varie entre une valeur de 1,317 obtenue en 2015 et une valeur de 1,600 estimée en 2017. Cette variation de ce paramètre comprise entre 1 et 2, montre que les vents sont dispersés autour de la moyenne.

Le paramètre d'échelle c, varie dans une gamme un peu plus large. La valeur maximale de ce paramètre est de 4,115 m/s obtenue en 2016 et celle minimale est de 1,712 m/s calculée en 2013. Cette variation du paramètre d'échelle montre l'instabilité de l'atmosphère entre les années ; ce qui peut avoir un impact négatif sur la production et le fonctionnement d'une éolienne d'une année à l'autre.

Les paramètres de Weibull calculés sont utilisés pour représenter la fonction statistique de Weibull en fonction des fréquences et classes de vent. Les figures IV.8 et IV.9, présentent les fréquences de la vitesse du vent et la fonction de distribution statistique de Weibull annuelles obtenues respectivement pour les années 2013 et 2016. Voir **annexe 1** pour les représentations de la fonction de Weibull pour toutes les cinq années (2013-2017) d'observations tri-horaires.

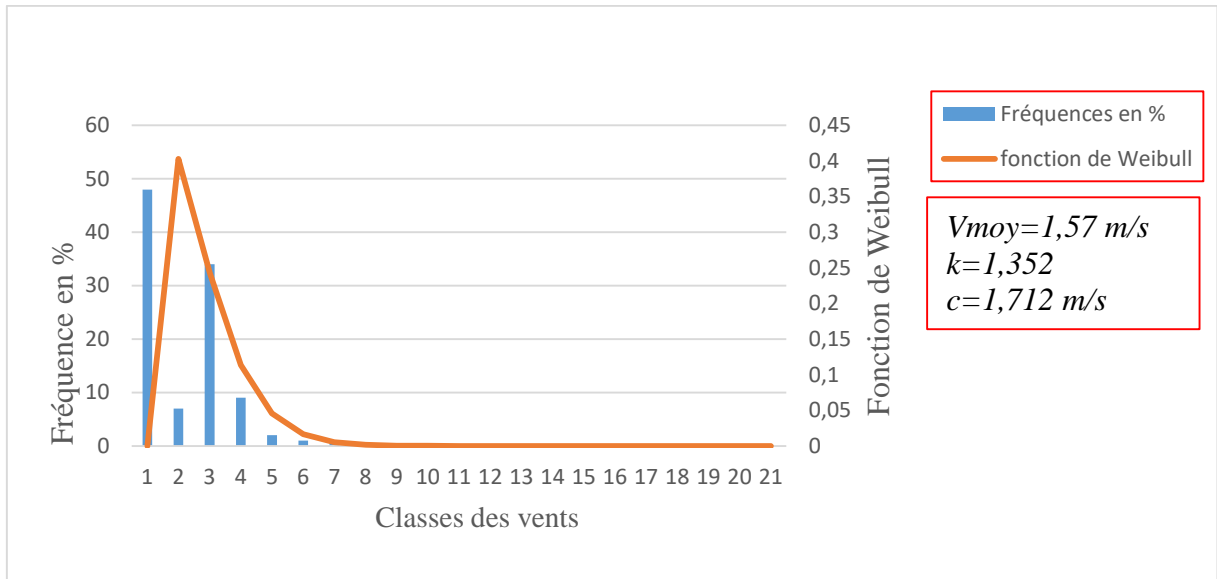


Figure IV.8 : Courbe de Weibull pour l'année 2013

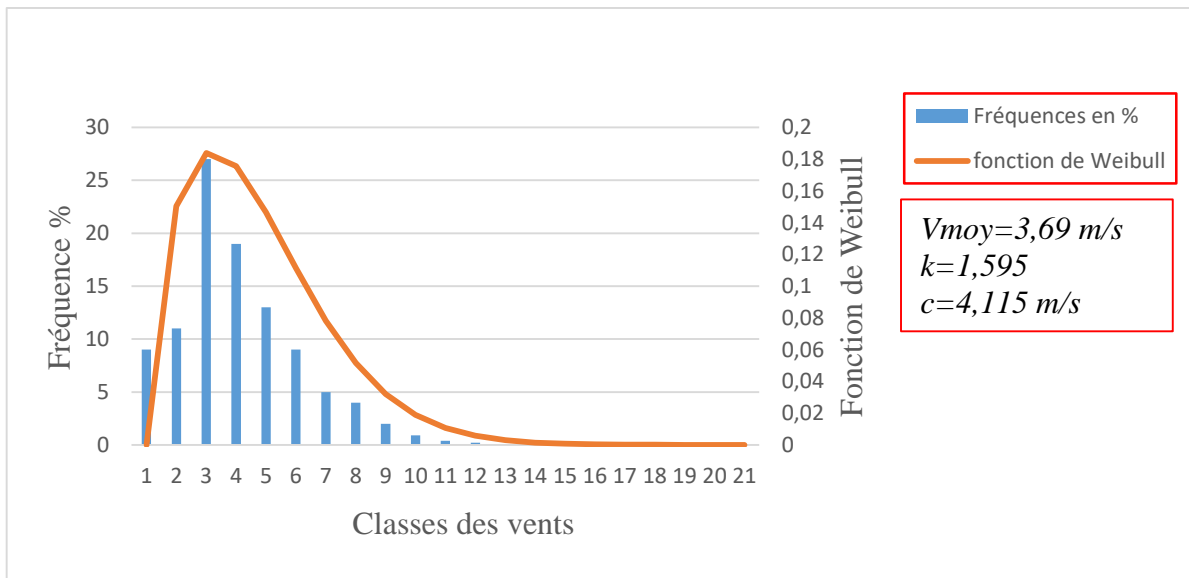


Figure IV.9 : Courbe de Weibull pour l'année 2016

L'analyse de ces figures montre que :

- Pour l'année 2013, l'histogramme des fréquences du vent est mal reparti sur la gamme des vitesses et la fonction statistique de Weibull est mal adaptée ;
- L'année 2016 est caractérisée par une distribution classique et bien représentée par une fonction de Weibull (presque gaussienne). Cela permet d'affirmer que pour l'année 2016, la distribution statistique de Weibull représente bien les distributions observées.

Les courbes représentant les distributions saisonnières de chacune des années 2013 et 2016 se trouvent en **annexe 2**.

#### IV.4 Densité de puissance moyenne et d'énergie moyenne annuelle

Sur un site donné, la puissance moyenne disponible est proportionnelle au cube de la vitesse du vent du site. Cette puissance peut être calculée en utilisant les expressions des vitesses exprimées en fonction des paramètres de Weibull  $k$  et  $c$  (paragraphe II.1.7.1).

Le tableau IV.5 donne les variations annuelles de la vitesse moyenne du vent, de la puissance moyenne disponible et d'énergie moyenne par unité de surface.

Tableau IV.5 : Estimation de la vitesse moyenne du vent, de la densité de puissance moyenne disponible et d'énergie moyenne.

Années	Vitesse moyenne (m/s)	Puissance moyenne disponible ( $W/m^2$ )	Energie moyenne $Wh/m^2$
2013	1,57	7,59	66491,92
2014	1,65	7,86	68874,29
2015	2,38	27,84	243917,61
2016	<b>3,69</b>	<b>76,66</b>	<b>673342,92</b>
2017	3,5	64,84	568013,34

Les résultats de ce tableau montrent que la vitesse moyenne du vent varie d'une année à l'autre. Cette variation de vitesse entraîne respectivement la variation de la puissance moyenne disponible et celle d'énergie moyenne annuelle. La valeur maximale de la vitesse moyenne du vent (3,69 m/s) est obtenue en 2016, donnant lieu à la densité de puissance de moyenne maximale de 76,66  $W/m^2$  et d'énergie maximale de 673342,92  $Wh/m^2$ .

Ces résultats prouvent que le site présente un gisement énergétique éolien faible pour certaines années (2013 ; 2014 et 2015) et assez suffisant pour d'autres (2016 et 2017).

#### IV.5 Résultats d'extrapolation verticale de la vitesse moyenne du vent et des paramètres de Weibull à la hauteur du mât

Le tableau IV.6 donne les résultats d'extrapolation verticale de la vitesse moyenne annuelle et des paramètres de Weibull, calculés à l'aide des données tri-horaires décrites au paragraphe III.2.2.

**Tableau IV.6 :** Extrapolation verticale de la vitesse moyenne annuelle du vent et des paramètres de Weibull à 30 m et 50 m d'altitude.

Hauteur	Vitesse moyenne en m/s			Facteur d'échelle c en m/s			Facteur de forme k		
	10 m	30 m	50 m	10 m	30 m	50 m	10 m	30 m	50 m
<b>2013</b>	1,57	2,35	2,92	1,712	2,44	2,877	1,352	1,339	1,333
<b>2014</b>	1,651	2,454	3,041	1,821	2,581	3,035	1,453	1,439	1,432
<b>2015</b>	2,384	3,407	4,134	2,588	3,545	4,103	1,317	1,304	1,298
<b>2016</b>	3,69	5,033	5,953	4,115	5,389	6,11	1,595	1,58	1,573
<b>2017</b>	3,5	4,794	5,689	3,899	5,132	5,832	1,6	1,585	1,578

L'analyse de ce tableau permet de dire que la vitesse moyenne annuelle et les paramètres de Weibull varient avec l'altitude. On remarque sur ce tableau que la vitesse moyenne annuelle et le facteur d'échelle augmentent avec l'altitude tandis que le facteur de forme diminue.

De façon générale, l'observation de ce tableau (IV.6) permet d'affirmer que plus on part en altitude, plus la vitesse du vent augmente ; ce qui confirme l'hypothèse selon laquelle la vitesse du vent augmente avec la hauteur.

#### **IV.6 La densité de puissance et l'énergie générée à la hauteur du moyeu**

Dans cette section, les résultats du calcul de la densité de puissances et d'énergies moyennes annuelles en fonction de la hauteur sont présentés, analysés et interprétés. Les hauteurs de mesures considérées sont : 10 m ; 30 m et 50 m. Le tableau IV.7 présente la densité de puissance moyenne annuelle pour les 5 années d'observations tri-horaires de la vitesse du vent.

**Tableau IV.7 :** Densité de puissance moyenne annuelle en fonction d'altitude

Puissance/Année	2013	2014	2015	2016	2017
$P_{10m}$ (W/m <sup>2</sup> )	7,59	7,86	27,84	76,66	64,84
$P_{30m}$ (W/m <sup>2</sup> )	22,47	22,8	73,2	174,97	150,33
$P_{50m}$ (W/m <sup>2</sup> )	37,24	37,42	114,77	256,85	222,29

Les résultats du tableau IV.7, montrent qu'une importante variation interannuelle de la densité de puissance moyenne annuelle est observable dans le temps et dans l'espace. A 50 m d'altitude, cette densité de puissance moyenne annuelle a un maximum de 256,85 W/m<sup>2</sup> en 2016 et un minimum de 37,24 W/m<sup>2</sup> en 2013. Ces résultats permettent de dire que durant les 5 années (2013-2017) d'observation tri-horaire de la vitesse du vent, l'année 2016 est la plus importante en termes de puissance moyenne disponible.

Les valeurs de la densité d'énergie moyenne annuelle en fonction d'altitude sont présentées au tableau IV.8.

Tableau IV.8 : Densité d'énergie moyenne annuelle en fonction d'altitude

Energie/Année	2013	2014	2015	2016	2017
E <sub>10m</sub> (kWh/m <sup>2</sup> )	66,492	68,874	243,918	673,343	568,013
E <sub>30m</sub> (kWh/m <sup>2</sup> )	196,872	199,754	641,268	1536,907	1316,882
E <sub>50m</sub> (kWh/m <sup>2</sup> )	326,188	327,791	1005,372	2256,146	1947,229

Pareillement à la densité de puissance moyenne annuelle, celle d'énergie moyenne annuelle varie aussi dans le temps et dans l'espace. On remarque que pour les 5 années d'observations, à 50 m de hauteur, la valeur minimale (326,188 kWh/m<sup>2</sup>) est enregistrée en 2013 et la maximale (2256,146 kWh/m<sup>2</sup>) en 2016.

Cependant, il ressort des analyses et discussions ci-dessus, qu'à 50 m de hauteur, le site présente un potentiel énergétique éolien interannuel variable dans le temps et dans l'espace. Il est assez important car la densité d'énergie éolienne du site durant les 5 années d'observations tri-horaires (2015-2017) varie entre 326,188 kWh/m<sup>2</sup> et 2256,146 kWh/m<sup>2</sup>.

#### **IV.7 Analyse de la consommation énergétique du site**

Pour estimer la consommation énergétique du bloc, une campagne de collecte des données est réalisée à chaque point de consommation du bloc en faisant l'inventaire de chaque appareil et de son besoin énergétique.

Le tableau IV.9 présente le résumé des consommations journalière et mensuelle du bloc. Voir **annexe 3** pour les détails des consommations.

**Tableau IV.9 :** Consommations énergétiques journalières et mensuelles du bloc des laboratoires.

Besoins énergétiques du bloc des laboratoires en kWh				
Saison	Froide		Chaude	
Consommation énergétique	Journalière	Mensuelle	Journalière	Mensuelle
Laboratoire de Physique	4,96	153,76	23,17	718,27
Bureau du Doyen	2,280195	70,686045	24,095195	746,951045
Secrétariat du Doyen	40,108	1243,348	81,948	2540,388
Laboratoire de Biologie	3,14	97,34	24,528	760,368
Laboratoire de Chimie	3,284	101,804	14,836	459,916
Bureau du Laborantin	6,7264	208,5184	19,3964	601,2884
<b>Total</b>	<b>60,498595</b>	<b>1875,456445</b>	<b>187,973595</b>	<b>5827,181445</b>

Il est aisé de remarquer que pendant les deux saisons, le point de consommation énergétique est le **Secrétariat du Doyen** ; ceci s'explique du fait qu'à ce poste beaucoup d'appareils énergétivores sont utilisés, **annexe 3**.

La consommation du bloc peut être réduite si certains postes énergétivores (bureau du et secrétariat du doyen) sont réduits. Voir **annexe 4** pour le tableau résumant la consommation énergétique du bloc lorsque les postes énergétivores sont réduits.

#### **IV.8 Dimensionnement de l'aérogénérateur à installer sur le site**

Le dimensionnement de l'aérogénérateur approprié pour le site s'effectue après l'évaluation du gisement énergétique éolien du site. Pour cela, un choix judicieux d'aérogénérateur se révèle d'une importance capitale. Ce choix doit se porter sur une machine à installer à une hauteur de 50 m, et ce afin d'atteindre des vitesses capables de démarrer la production d'électricité à faibles vitesses (2 à 3 m/s), la puissance nominale aux environs de 10 m/s et une vitesse de coupure autour de 25 m/s [4].

Cependant, vu les caractéristiques du site (paragraphe IV.4), le choix d'éolienne à installer s'est porté sur l'aérogénérateur Hengfeng Wind Power HF15.0-50 kW dont les caractéristiques sont présentées dans le tableau IV.10 [5].

**Tableau IV.10 :** Caractéristiques techniques de l'aérogénérateur Hengfeng Wind Power HF15.0-50 kW [6]

Aérogénérateur	Puissance nominale (kW)	Vitesse de démarrage (m/s)	Vitesse nominale (m/s)	Vitesse de coupure (m/s)	Diamètre du rotor (m)	Surface balayée (m <sup>2</sup> )	Prix en FCFA
HF15.0-50kW	50	3	10	25	15	176,71	36350513,1

L'aérogénérateur Hengfeng Wind Power HF15.0-50 kW est parmi les aérogénérateurs les plus silencieux au monde. La puissance produite par cet aérogénérateur est alternative, donc pas besoin de conversion et est directement consommable sur le site. La conversion intervient uniquement en cas de stockage d'énergie dans les batteries [6].

Le nombre d'aérogénérateurs nécessaires permettant la satisfaction d'une demande énergétique varie en fonction de la période de l'année et du potentiel énergétique éolien du site [3-4]. Ainsi, pendant la saison froide la consommation énergétique du bloc est moindre et le potentiel énergétique éolien du site est important. Par contre, la saison chaude est caractérisée par une forte demande énergétique et un potentiel énergétique éolien moyen.

Cependant, tenant compte des besoins énergétiques du bloc (tableau IV.9), le nombre d'aérogénérateurs pouvant satisfaire la demande énergétique du site est de 4 aérogénérateurs de type Hengfeng, en saison chaude pour un montant de **145402052,45 FCFA**. 2 aérogénérateurs de même type (**72701026,22 FCFA**) peuvent satisfaire la demande en période froide.

## **IV.9 Simulation de la puissance et énergie générées par**

### **l'aérogénérateur HF15.0-50 kW sur le site d'étude**

La puissance et l'énergie récupérable par un aérogénérateur sont généralement calculées à partir des caractéristiques techniques de l'aérogénérateur (surface balayée par le rotor, vitesse de démarrage, vitesse nominale et vitesse de coupure) et des données des distributions statistiques du vent obtenues sur le site [3-4].

Pour évaluer la puissance et l'énergie récupérables sur le site d'étude par l'aérogénérateur Hengfeng, les caractéristiques du vent de l'année 2016 sont utilisées. Les résultats sont présentés dans le tableau IV.11.

**Tableau IV.11 : Puissance et énergie mensuelle récupérables par l'aérogénérateur Hengfeng à partir des données de 2016 à différentes hauteurs**

Production	Puissance en kW			Energie en MWh		
	10 m	30 m	50 m	10 m	30 m	50 m
Hauteur	10 m	30 m	50 m	10 m	30 m	50 m
Janvier	23,2	48,4	68,13	17,26	36	50,7
Février	16,64	37,77	55,29	11,83	26,29	38,48
Mars	6,73	17,08	26,34	5	12,71	19,6
Avril	6,67	16,48	25,09	4,8	11,86	18,07
Mai	21,42	46,95	67,63	15,94	34,93	50,31
Juin	14,71	31,33	44,52	10,6	22,55	32,06
Juillet	19,67	45,71	67,68	14,63	34	50,35
Août	8,2	18,59	27,2	6,1	13,83	20,24
Septembre	6,88	16,54	24,87	4,95	11,91	17,91
Octobre	<b>5,58</b>	<b>13,88</b>	<b>21,21</b>	<b>4,15</b>	<b>10,4</b>	<b>15,78</b>
Novembre	9,68	21,85	31,9	6,97	15,73	22,97
Décembre	18,52	38,66	54,43	13,78	28,76	40,5
<b>Total</b>	<b>157,9</b>	<b>353,24</b>	<b>514,29</b>	<b>116,01</b>	<b>258,97</b>	<b>376,97</b>

Les résultats de ce tableau montrent que la production énergétique éolienne de l'aérogénérateur Hengfeng pour l'année 2016, varie dans le temps et dans l'espace. Cette variation s'observe d'un mois à un autre et d'une altitude à une autre.

Les résultats du tableau IV.9 (paragraphe IV.7) donnant le résumé de la consommation énergétique du bloc et celles du tableau IV.11 permettent de dire que pour l'année 2016, à 10 mètres du sol, l'énergie produite par l'aérogénérateur Hengfeng peut satisfaire les besoins énergétiques mensuels du bloc en saison froide et une grande partie des autres saisons. Si l'aérogénérateur est installé à 30 m ou à 50 m, pour cette même année, il peut satisfaire la demande énergétique du bloc pour toutes les saisons.

Ces résultats permettent aussi d'affirmer que l'alimentation en énergie électrique du bloc des laboratoires peut être assurée par l'aérogénérateur Hengfeng pendant toute la saison froide et une partie des autres saisons, en fonction des conditions climatiques.

#### **IV.10 Dimensionnement du système de conversion**

Dans cette section, il s'agit de dimensionner un onduleur nécessaire pour le générateur éolien. La tension de sortie de l'éolienne est alternative de même que celle de la charge et la tension du système de stockage est continue, donc l'onduleur à dimensionner doit être

bidirectionnel (AC/DC et DC/AC) [7 ; 8 ; 9]. Pour les besoins du bloc, les caractéristiques de l'onduleur choisi sont représentées dans le tableau IV.12.

Tableau IV.12 : Caractéristiques de l'onduleur à onde sinusoïdale Pure SC-V [6]

Type	Puissance maximale (W)	Tension d'entrée (V)	Tension d'entrée nominale batterie (V)	Rendement maximal	Tension de sortie (V)	Fréquence (Hz)	Prix unitaire (FCFA)
Pure SC-V	8000	220±35%	48	85%-92%	220±3%	50Hz±0,5%	351383,05

En fonction des besoins énergétiques du bloc et en appliquant la relation II.47 (paragraphe II.2.6), on a les situations suivantes :

- Lorsque tous les postes de consommations du bloc sont considérés ;

$$\text{Nombres onduleurs} = \frac{187973,595 \text{ Wh}/1 \text{ h}}{8000 \text{ W}} = 23,496 \cong 24$$

- Si les postes de consommations énergétiques suivants sont éliminés du bloc : bureau et secrétariat du Doyen.

$$\text{Nombres onduleurs} = \frac{81930,4 \text{ Wh}/1 \text{ h}}{8000 \text{ W}} = 10,241 \cong 10$$

#### IV.11 Dimensionnement du système de stockage (batterie)

Ce dimensionnement consiste à calculer le nombre de batteries nécessaires permettant de s'affranchir des variations climatiques temporaires. Cela dépend principalement du nombre de jours d'autonomie souhaité, de la profondeur maximale de décharge de la batterie et de la température atmosphérique [7 ; 8 ; 9].

Tableau IV.13 : Caractéristiques de la batterie SUNWAY SOLAR [6]

Type	Tension nominale (V)	Capacité nominale (Ah)	Charge minimale	Rendement de charge	Prix unitaire (FCFA)
SUNWAY AGM (NP250-12)	12	250	20%	0,85	145405,99

Considérons une (1) journée comme nombre de jour d'autonomie, correspondant au jour où le vent n'est pas suffisant pour faire fonctionner l'aérogénérateur et appliquons les équations II.40 ; II.41 ; II.42 et II.43 (paragraphe II.2.4).

Selon que les postes énergétiques du bloc soient réduits ou pas on a :

✓ Consommation du bloc non réduite

$$\text{Capacité totale des batteries : } C_T = \frac{187973,595 \text{ Wh} \times 1 \text{ jour}}{48 \text{ V} \times 0,20} = 19580,582 \text{ Ah} \cong 19581 \text{ Ah}$$

$$\text{Nombre de batteries en parallèle : } N_{bp} = \frac{19581 \text{ Ah}}{250 \text{ Ah}} = 78,324 \cong 78$$

$$\text{Nombre de batteries en série : } N_{bs} = \frac{48 \text{ V}}{12 \text{ V}} = 4$$

$$\text{Nombre total de batteries : } N_{bt} = 4 \times 78 = 312$$

✓ Consommation du bloc réduite

$$\text{Capacité totale des batteries : } C_T = \frac{81930,4 \text{ Wh} \times 1 \text{ jour}}{48 \text{ V} \times 0,20} = 8534,416 \text{ Ah} \cong 8534 \text{ Ah}$$

$$\text{Nombre de batteries en parallèle : } N_{bp} = \frac{8534 \text{ Ah}}{250 \text{ Ah}} = 34,16 \cong 34$$

$$\text{Nombre de batteries en série : } N_{bs} = \frac{48 \text{ V}}{12 \text{ V}} = 4$$

$$\text{Nombre total de batteries : } N_{bt} = 34 \times 4 = 136$$

## IV.12 Dimensionnement du système de régulation

Le dimensionnement du système de régulation consiste à connaître le nombre de régulateur nécessaire pour le système de production d'énergie éolienne sur le site.

Le régulateur proposé ci-dessous est adapté à la régulation d'éolienne, il est de type TriStar-MPPT TS-60. Il améliore la charge des batteries (chargement plus rapide et efficace), entièrement réglable et protection électronique étendue (inversion polarité, court-circuit, surintensités, foudre, surtensions, hautes températures). Les données techniques de ce régulateur sont données au tableau IV.14.

Tableau IV.14 : Caractéristiques techniques du régulateur TriStar MPPT TS-60 [10]

Type	Courant max (A)	Tension nominale (V)	Tension Voc max (V)	Puissance (W)	Prix unitaire (FCFA)
TriStar MPPT TS-60	60	12 ; 24 ; 48	150	4000	425716,09

En fonction de la demande énergétique du bloc et de la puissance éolienne à installer, le nombre de régulateur à installer sur le site est calculé en appliquant les équations II.44 ; II.45 et II.46 (paragraphe II.2.5) et peut être de :

- Lorsque tous les postes de consommations du bloc sont considérés ;

$$\text{Nombre de régulateurs} = \frac{4 \times 50000 \text{ W}}{4000 \text{ W}} = 50$$

- Si les postes de consommations énergétiques suivants sont éliminés du bloc : bureau et secrétariat du doyen.

$$\text{Nombre de régulateurs} = \frac{2 \times 50000 \text{ W}}{4000 \text{ W}} = 25$$

### IV.13 Etude économique

Un projet d'énergie éolienne est économiquement viable si sa capacité de production d'électricité est à un coût d'exploitation faible. Il est important de faire une estimation précise de tous les coûts survenant au cours de la durée de vie du système. Plusieurs méthodes sont généralement utilisées pour estimer le coût d'exploitation d'une unité d'énergie produite par le système de conversion d'énergie éolienne [11-14]. Ces coûts dépendent du :

- Coût d'investissement ;
- Coût d'exploitation ;
- Coût d'entretien ;
- L'état de fonctionnement ;
- L'emplacement des éoliennes.

Dans la littérature, plusieurs méthodes sont utilisées pour le calcul du coût de l'énergie éolienne. La formule générale du « Levelized Cost Of Energy » or « Present Value Cost » (LCOE ou bien PVC) est utilisée dans ce travail parce qu'elle estime le développement dynamique des facteurs économiques pertinents et les différentes variables de coûts et de revenus, qui sont pris en compte indépendamment du fait que l'argent a été ou sera payé ou

reçu dans le passé ou à l'avenir, grâce à la déduction du coût accumulé en intérêt (actualisation) de l'ensemble des flux de paiement, à un temps de référence commun [12-13].

La relation IV.1 suivante permet le calcul du coût de la valeur présente PVC [12-14] :

$$PVC = I + C_{OMR} \left( \frac{1+i}{r-i} \right) \left( 1 - \left( \frac{1+i}{1+r} \right)^t \right) - S \left( \frac{1+i}{1+r} \right)^t \quad (IV.1)$$

Où, 'r', représente le taux d'intérêt ; 'i', le taux d'inflation ; 't', la durée de vie de l'éolienne ; 'S', les frais supplémentaires ; 'C<sub>OMR</sub>', les coûts d'opération, de maintenance et de réparation ; 'I', l'investissement.

Les grandeurs et hypothèses suivantes sont retenues pour estimer le PVC [12-14] :

- La méthode du PVC est utilisée pour déterminer les coûts ;
- Le taux d'intérêt et le taux d'inflation (i) sont respectivement de 4,9% et 4,6% au Niger [15-16] ;
- La durée de vie (t) de la machine est de 20 ans ;
- Les coûts d'exploitation, d'entretien et de réparation (C<sub>OMR</sub>) sont de l'ordre de 25% du coût d'investissement du système éolien (prix du système/durée de vie) ;
- La valeur de récupération (S) est prise à 10% de l'investissement des machines et des travaux de génie civil ;
- Un investissement d'un montant (I) inclut le prix de la turbine ainsi que 20% pour les travaux de génie civil, les câbles de raccordement au réseau et d'autres coûts d'installation.

Ainsi, selon [12-14], l'estimation du coût du kilowattheure (kWh) de l'énergie produite par différentes éoliennes est donnée par la relation IV.2 qui suit :

$$CPU = \frac{PVC}{AEP} \quad (IV.2)$$

Où, CPU est le « Cost Per Unit » et AEP représente la production annuelle d'énergie cumulée « Annual Energy Production » obtenue par la relation IV.3 qui suit :

$$AEP = P_m \times 8760h \quad (IV.3)$$

Cependant, en fonction de la nature des postes de consommations énergétiques (complet ou réduits) on a le tableau IV.15 ci-après :

Tableau IV.15 : Résultats de l'investissement du projet

	Coût en FCFA	
	Non réduite	Réduite
Puissance installée		
Investissement I	220487718,51	132224427,32
Taux d'intérêt r	7124700,57	3562350,28
Taux d'inflation i	6688494,41	3344247,21
Durée de vie t	20	20
Coût exploitation, entretien et réparation C <sub>OMR</sub>	36350513,11	18175256,56
Valeur de récupération S	14540205,24	13222442,73
Autres coûts d'installation	29080410,45	14540421,71
<b>Méthode PVC</b>	<b>645315957,31</b>	<b>318097705,57</b>

L'analyse de ce tableau montre une variation importante du coût d'investissement selon que les points de consommations énergétiques soient diminués ou pas. Le montant d'investissement est de **318097705,57** FCFA si les postes de consommation sont réduits et de **645315957,31** FCFA dans le cas contraire ; soit une différence de **327218251,74** FCFA.

Ces résultats permettent d'affirmer qu'il est important de réduire les postes énergétivores du bloc pour la viabilité économique du système éolien à installer sur le site.

En fonction de la hauteur d'installation, les tableaux IV.16 et IV.17 résument les prix de production du kilowattheure éolien pour la production énergétique de l'année 2016 pour l'aérogénérateur Hengfeng Wind Power HF15.0-50 kW.

Tableau IV.16 : Coût du kilowattheure éolien lorsque la consommation du bloc est non réduite

Consommation énergétique du bloc non réduite			
Hauteur du moyeu	10 m	30 m	50 m
Energie moyenne annuelle AEP en kWh	5532816	12377529,6	18020721,6
Méthode PVC	645315957,31	645315957,31	645315957,31
Coût du kilowattheure CPU	118,07	51,82	32,8

Tableau IV.17 : Coût du kilowattheure éolien lorsque la consommation du bloc est réduite

Consommation énergétique du bloc réduite			
Hauteur du moyeu	10 m	30 m	50 m
Energie moyenne annuelle AEP en kWh	2766408	6188764,8	9010360,8

Méthode PVC	318097705,57	318097705,57	318097705,57
Coût du kilowattheure CPU	118,07	51,16	32,8

L'analyse des deux tableaux montre que le prix du kilowattheure éolien varie :

- De 118,07 FCFA/kWh (à 10 m) à 32,8 FCFA/kWh (à 50 m) lorsque la consommation du bloc est non réduite ;
- De 118,07 FCFA/kWh (à 10 m) à 32,8 FCFA/kWh (à 50 m) lorsque la consommation du bloc est réduite.

Ces résultats montrent la variation de prix du kilowattheure éolien d'une altitude à l'autre. Ils permettent d'affirmer que la viabilité économique d'un projet à énergie éolienne dépend d'une part des caractéristiques du site et d'autre part de la hauteur d'installation de l'aérogénérateur. Ils montrent également que la réalisation d'un projet à énergie éolienne autonome pour les applications électriques et mécaniques peut être économiquement viable sur le site car à 50 mètres d'altitude, le prix du kilowattheure éolien est compétitif.

Cette étude étant réalisée uniquement sur la base de l'estimation de la consommation énergétique du bloc (sans utilisation de la facture de la NIGELEC par manque d'un compteur évaluant la consommation énergétique du bloc), une telle affirmation doit être prise avec beaucoup de réserve, seule une étude complémentaire incluant les factures de la NIGELEC permet de confirmer ou d'infirmer cette affirmation.

#### **IV.14 Etude d'impact environnemental**

L'énergie éolienne est une énergie renouvelable, propre et sans impact sur le climat. L'installation d'un système éolien sur le site d'étude ne constitue aucun danger sur l'environnement mais participe aux actions de lutte contre le changement climatique en contribuant à la réduction des gaz à effet de serre. Par conséquent, l'énergie produite et consommée sur le site sera propre et respectueuse de l'environnement.

### **Conclusion**

Dans ce chapitre, les résultats relatifs à l'étude ont été présentés, analysés et interprétés.

L'analyse des caractéristiques du vent à 10 m du sol a permis de conclure que la vitesse moyenne annuelle varie entre 1,19 m/s et 3,2 m/s. Ces valeurs sont respectivement obtenues en 2013 et 2016.

L'analyse des roses de vents montre que les vents dominants proviennent du Nord. Quant aux vents prédominants les directions sont : Est-Nord-Est, Est et Est-Sud-Est, ce qui souligne la longue présence du vent d'harmattan. Durant la saison pluvieuse, les vents prédominants viennent de l'Ouest-Sud-Sud et l'Ouest-Sud-Ouest témoignant la présence de la mousson.

La modélisation mathématique de la vitesse du vent est réalisée en utilisant la distribution statistique de Weibull à deux paramètres ( $k$  et  $c$ ). Elle a permis de calculer à 10 m du sol,  $k$  et  $c$  pour les années 2013 et 2016. Ainsi,  $k= 1,352$  et  $c= 1,712$  m/s pour 2013 ;  $k= 1,595$  et  $c= 4,115$  m/s pour 2016. Ces paramètres ont servi dans les estimations des densités de puissance et d'énergie moyenne du vent à 10 m du sol :  $7,59$  W/m<sup>2</sup> et  $66491,92$  kWh/m<sup>2</sup> ont été trouvées pour l'année 2013. En 2016, les valeurs obtenues sont respectivement de  $76,66$  W/m<sup>2</sup> et  $673342,92$  kWh/m<sup>2</sup> pour la densité de puissance et la densité d'énergie. L'extrapolation des paramètres de Weibull à 30 m et à 50 m, a permis de d'obtenir la densité de puissance moyenne annuelle et celle de la densité d'énergie moyenne annuelle à ces mêmes hauteurs.

L'analyse de la consommation énergétique du bloc a permis de dimensionner le système éolien (aérogénérateurs, régulateurs, batteries et onduleurs).

L'étude technico-économique a servie de dégager le coût total net actualisé du projet et le coût de production du kilowattheure produit par le système éolien. Le coût de production du kilowattheure obtenu varie de 118,07 FCFA/kWh (à 10 m) à 32,8 FCFA/kWh (à 50 m).

## Références bibliographiques et Webographies

- [1] HAROUNA SALA Mahamane Nassirou et IDI MAIHAWARE Mahamadou Nouroudine, 2015, Etude du potentiel éolien de la région de Maradi, Mémoire de Licence, Université Dan Dicko Dankoulodo de Maradi, 103.
- [2] <http://journals.openedition.org/cyberge0/3338> Site consulté le 31 Mars 2019 à 9h03mn. Analyse climatique de la région de Gouré, Niger Oriental : récentes modifications et impacts environnementaux, 2005.
- [3] Saïdou MADOUGOU, 2010, Etude du potentiel éolien du jet nocturne dans la zone sahélienne à partir des observations de radars profileurs de vent, Thèse de Doctorat, Université de Toulouse, 214.
- [4] Samir BELLARBI, Estimation technico-économique de la production d'électricité par voie éolienne, intégrée aux réseaux interconnectés de transport électrique, Thèse de Doctorat, Université Abou-Bakr Belkaïd Tlemcen, 162.
- [5] BENALI OUSSAMA, 2015, Evaluation de potentiel énergétique éolien dans la région sud-est du Sahara algérienne, Mémoire de Master, Université Kasdi Merbah Ouargla, 54.
- [6] <http://Alibaba.com> consulté le 09 Avril 2019 à 22h22mn.
- [7] Zohra Benhachani, 2011, Elaboration d'un Modèle De Dimensionnement d'un Système Hybride (Solaire-Eolien) Alimentant une Ferme dans La Region Des Aures, Mémoire de Magister, Université Hadj Lakhdar-Batna, 124.
- [8] FELLAH Boumediene, 2012, Système hybride photovoltaïque-éolien, de production d'électricité. Application aux sites de Tlemcen et de Bouzaréah, Mémoire de Magister, Université Abou-Bakr Belkaïd Tlemcen, 151.
- [9] Maouedj Rachid, 2013, Etudes des performances d'un système hybride (photovoltaïque-éolien), pour la production de l'électricité. Application au site d'Adrar, Thèse de Doctorat, Université Abou-Bakr Belkaïd Tlemcen, 144.
- [10] <http://www.ase-energy.com> consulté le 20 Août 2019 à 13h48mn.
- [11] Laarej MERAD, Boumédiène BENYOUCEF et Jean Pierre CHARLES, 2006, Etude technico-économique d'un système hybride (aérogénérateur et moteur diesel) pour la production d'électricité, *Afrique SCIENCE* 02(2), 187 – 197, ISSN 1813-548X.

[12] B. Belabes, A. Kaabache et O. Guerri, 2014, *Evaluation du coût de production d'électricité d'origine éolienne. Cas de deux sites des hauts plateaux Algériens*, *Revue des Energies Renouvelables*, Vol. 17, N°1, 117 – 128.

[13] A. Derai, A. Kaabeche et S. Diaf, 2017, *Etude de faisabilité technico-économique de fermes éoliennes en Algérie*, *Revue des Energies Renouvelables* Vol. 20, N°4, 693 – 712.

[14] M. BERRACHED Sidahmed, 2015, *Analyse Technico-économique des Systèmes de Conversion d'Energie Eolienne Appliquée sur la Région de Tlemcen*, Mémoire de Master, Université Abou-Bakr Belkaïd Tlemcen, 89.

[15] <http://www.niameyetles2jours.com/l-économie/finance/20808-2718-avec-un-taux-d-inflantion-de-4-6-en-juillet-2018-le-niger-est-au-dessus-de-la-normale-fixee-dans-i-uemoa-qui-est-de-3> consulté le 23 septembre 2019 à 10h37mn.

[16] <http://perspective.usherbrooke.ca/bilan/tend/NER/fr/FR.INR.RINR.html> consulté le 22 septembre 2019 à 18h30mn.

## Conclusion générale et perspectives

Le travail présenté dans ce mémoire s'inscrit dans le cadre de la promotion des énergies renouvelables avec comme activité une étude de viabilité d'une éolienne pour l'alimentation en énergie électrique du bloc des laboratoires de la Faculté des Sciences et Techniques (FST) de l'Université Dan Dicko Dankoulodo de Maradi (UDDM).

Le premier chapitre présente l'état de l'art sur la production d'énergie éolienne.

Les méthodes d'évaluation du potentiel éolien et de dimensionnement des systèmes éoliens sont présentées au deuxième chapitre.

Au troisième chapitre les données du vent, les matériels et les méthodes de calcul utilisés sont présentés en détails.

L'analyse et l'interprétation des résultats obtenues sont faites au chapitre quatre, conduisant ainsi aux conclusions suivantes :

- A 10 m du sol la vitesse moyenne annuelle du site varie entre 1,19 m/s et 3,2 m/s. Ces valeurs sont respectivement obtenues en 2013 et en 2016. La valeur maximale de 3,2 m/s a été obtenue durant la saison froide de l'année 2016 et la valeur minimale, 1,19 m/s, durant la période pluvieuse de 2013.
- L'analyse des roses de vents obtenues montre que la direction dominante du vent est le Nord. Celles prédominantes sont l'Est-Nord-Est, l'Est et l'Est-Sud-Est qui soulignent la longue présence du vent d'harmattan ainsi que l'Ouest-Sud-Sud et l'Ouest-Sud-Ouest témoignant la présence de la mousson.
- Les paramètres de Weibull  $k$  et  $c$  pour les années 2013 et 2016, sont calculés à 10 m en utilisant comme modélisation mathématique la distribution statistique de Weibull. Ces paramètres ont pour valeurs  $k= 1,352$  et  $c= 1,712$  m/s pour l'année 2013 et  $k= 1,595$  et  $c= 4,115$  m/s pour l'année 2016. Ces paramètres sont utilisés pour calculer les vitesses moyennes annuelles du vent à cette altitude pour ces deux années avec des valeurs respectives 1,57 m/s pour l'année 2013 et 3,69 m/s pour l'année 2016.
- Les densités de puissance moyenne annuelle et d'énergie moyenne annuelle pour les années 2013 et 2016 sont calculées en utilisant les caractéristiques statistiques du vent. Ces grandeurs ont pour valeurs  $7,59$  W/m<sup>2</sup> (respectivement 66491,92 Wh/m<sup>2</sup>) pour l'année 2013 et  $76,66$  W/m<sup>2</sup> (respectivement 673342,92 Wh/m<sup>2</sup>).

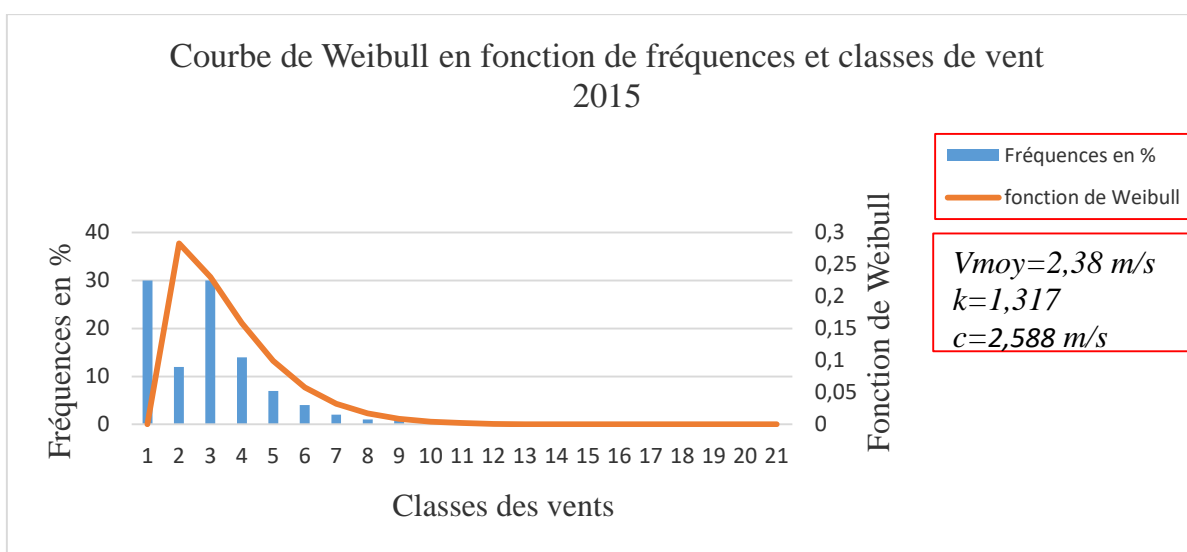
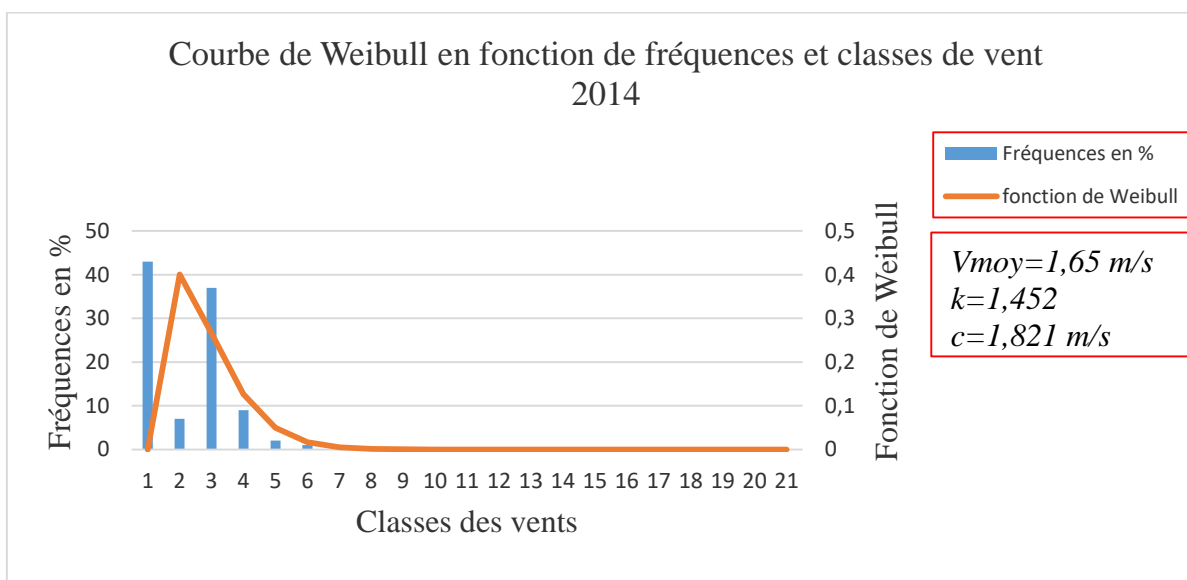
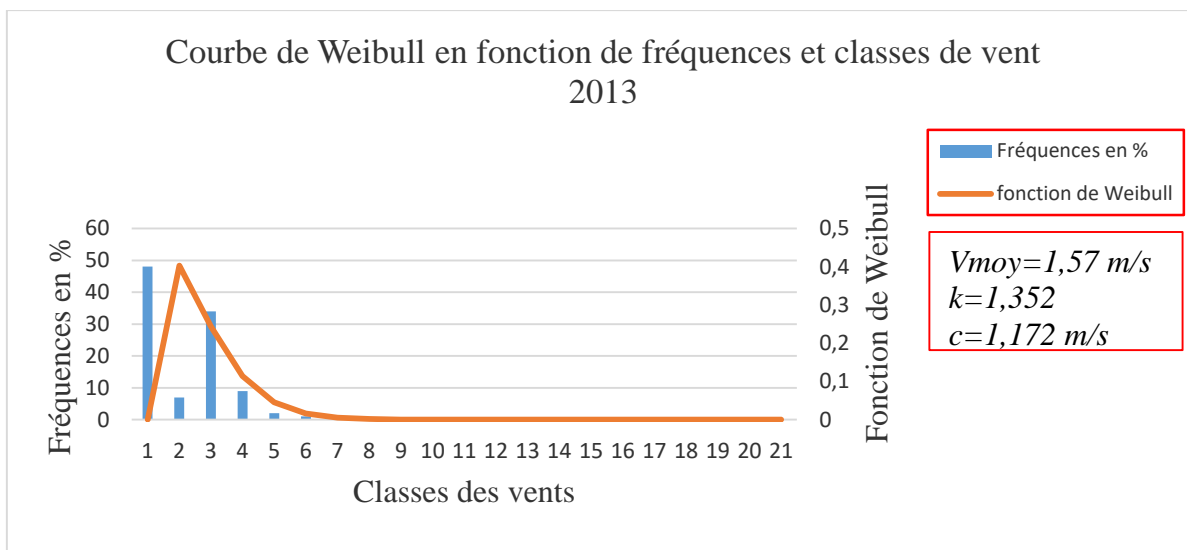
- L'extrapolation des paramètres de Weibull, de la vitesse moyenne du vent, de la densité de puissance moyenne annuelle et celle d'énergie moyenne annuelle aux altitudes de 30 m et 50 m ont permis d'obtenir les résultats suivants :
  - ✓ Pour l'année 2013 à 30 m ( $k= 1,339$  ;  $c= 2,44$  m/s ;  $V= 2,35$  m/s ;  $P = 22,47$  W/m<sup>2</sup> ;  $E= 196,872$  kWh/m<sup>2</sup>) et à 50 m ( $k= 1,333$  et  $c= 2,877$  m/s ;  $V= 2,92$  ;  $P= 37,24$  W/m<sup>2</sup> ;  $E= 326,188$  kWh/ m<sup>2</sup>).
  - ✓ Pour l'année 2016 à 30 m ( $k= 1,58$  ;  $c= 5,389$  m/s ;  $V= 5,033$  m/s ;  $P = 174,97$  W/m<sup>2</sup> ;  $E= 1536,907$  kWh/m<sup>2</sup>) et à 50 m  $k= 1,573$  et  $c= 6,11$  m/s ;  $V= 5,953$  m/s ;  $P= 256,85$  W/m<sup>2</sup> ;  $E= 2256,146$  kWh/m<sup>2</sup>).
- L'analyse de la consommation énergétique journalière du bloc montre que le profil de la consommation journalière varie en fonction des saisons. Il est de 60,498 kWh pour une journée en saison froide et 187,973 kWh pour une journée en saison chaude. Cette consommation peut être réduite si les postes énergétiques sont réduits.
- En fonction des caractéristiques du site, le système de production d'énergie éolienne est dimensionné. Les différents composants du système ainsi dimensionné sont :
  - ✓ Un aérogénérateur de type Hengfeng Wind Power HF15.0-50 kW. Selon que les postes de consommation soient réduits ou non, pour satisfaire la demande énergétique du bloc, le nombre d'aérogénérateur varie de 2 à 4.
  - ✓ Un onduleur bidirectionnel (AC/DC et DC/AC) de type Pure SC-V est dimensionné. Le nombre d'onduleur nécessaire varie de 10 à 24 selon que les postes de consommation soient réduits ou non.
  - ✓ Le système de stockage dimensionné est de type SUNWAY AGM (NP250-12). Le nombre de batterie de stockage est de 136 lorsque les postes énergétiques sont réduits et 312 dans le cas contraire.
  - ✓ Un régulateur de type TriStar-MPPT TS-60 est dimensionné. Selon que les postes de consommation soient réduits ou non, pour satisfaire la demande énergétique du bloc, le nombre de régulateurs varie de 25 à 50.
- L'étude technico-économique a permis de connaître le coût total net actualisé du projet et le coût de production du kilowattheure produit par le système éolien. Le coût de production du kilowattheure obtenu varie de 118,07 FCFA/kWh (à 10 m) à 32,8 FCFA/kWh (à 50 m).

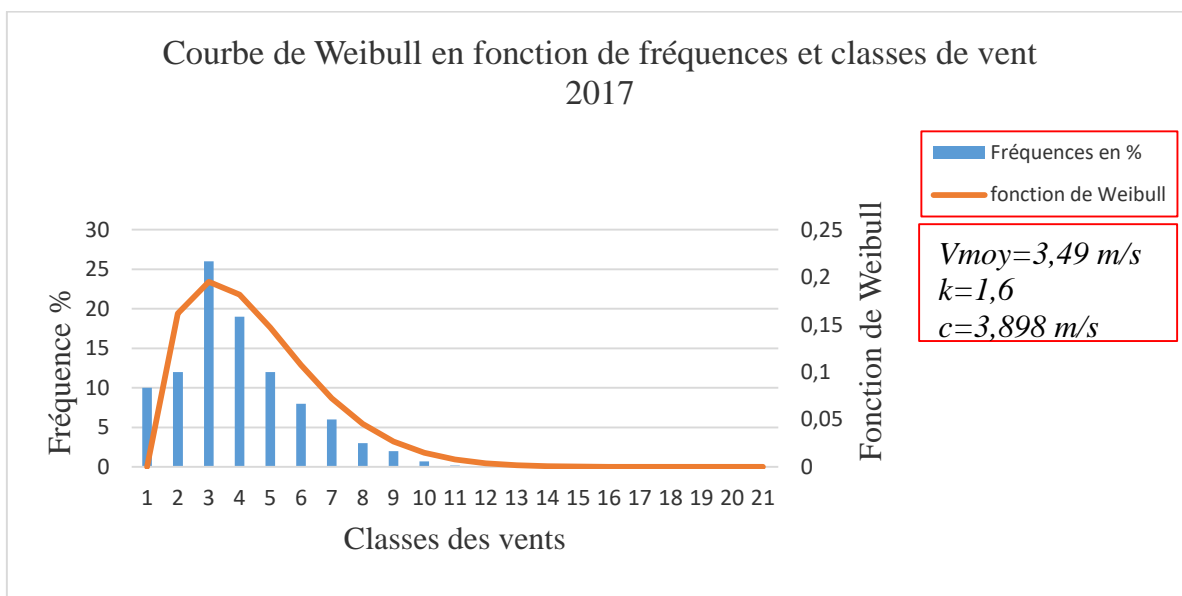
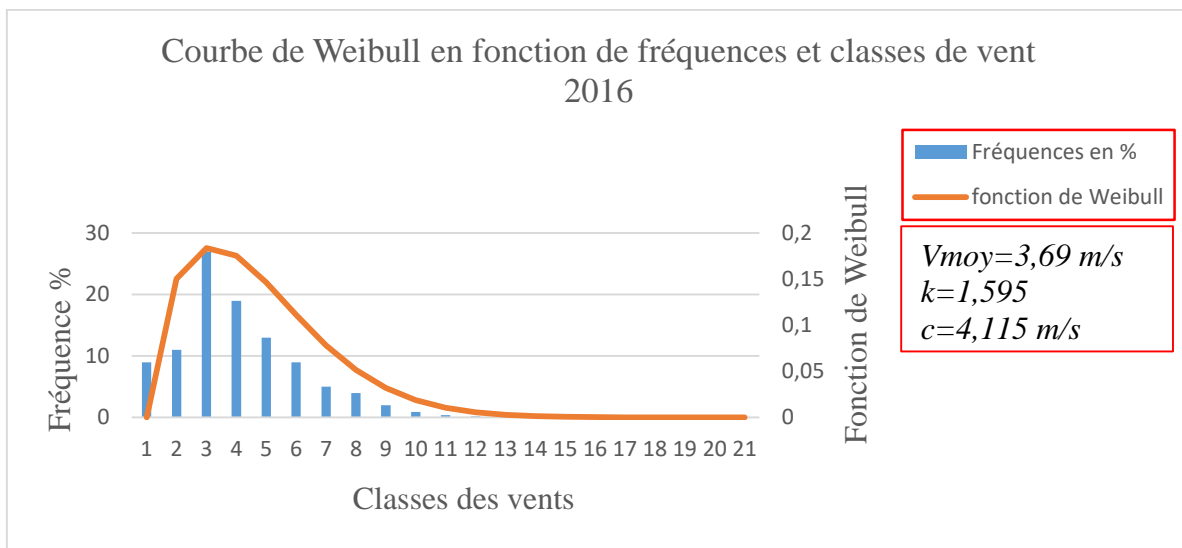
Les résultats de ce modeste travail constituent un support de travail à poursuivre et à améliorer pour une étude beaucoup plus approfondie qui pourra faire l'objet d'une thèse de doctorat.

Suite à ces observations et aux résultats obtenus, des perspectives intéressantes pouvant contribuer à compléter le travail réalisé ici ou d'ouvrir de nouveaux axes de travail sont envisageables :

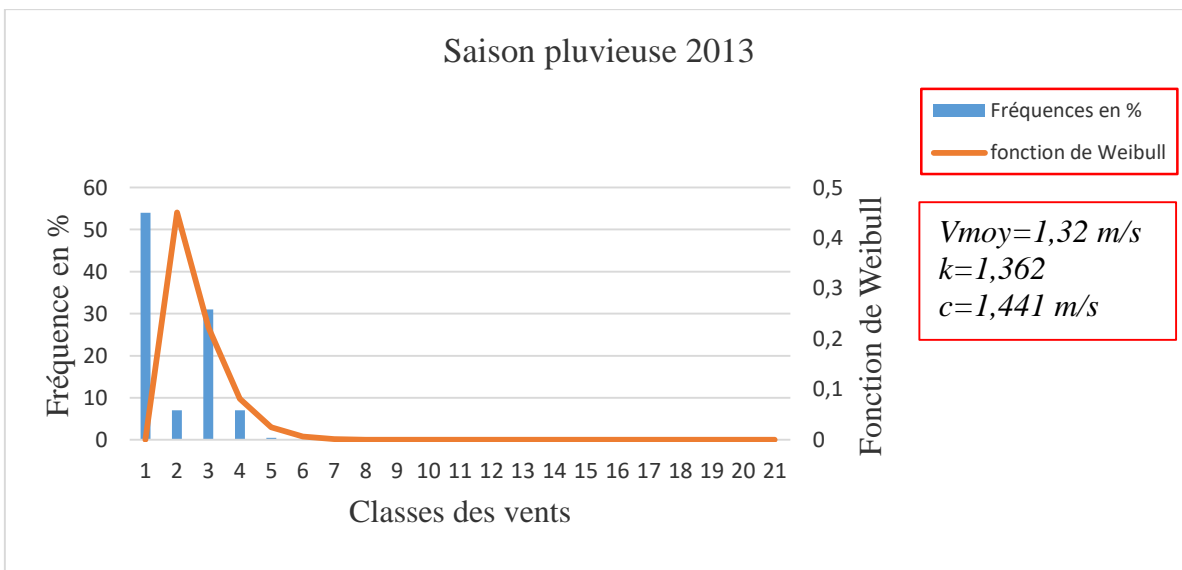
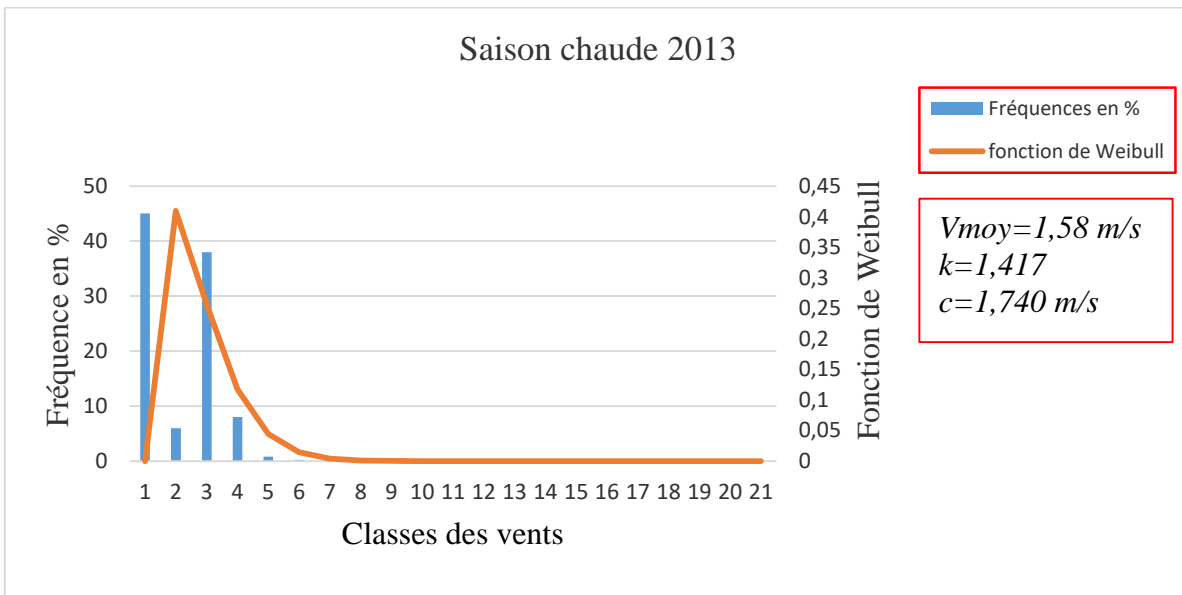
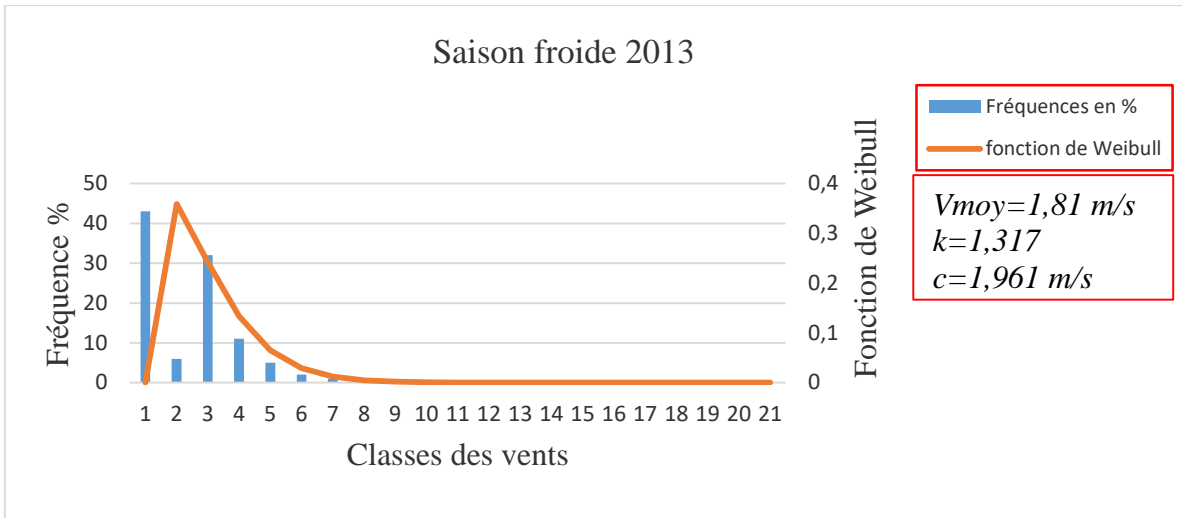
- A cause de manque de compteur d'énergie (compteur NIGELEC) pour le bloc lors de cette étude, ce travail peut être amélioré en faisant une étude qui prend en compte l'installation d'un compteur d'énergie en vue d'inclure des factures d'énergie consommée pour d'obtenir des résultats plus précis ;
- Pour une meilleure indépendance énergétique du site d'étude, ce travail peut être poursuivi en étudiant la viabilité technico-économique d'une installation hybride éolienne-photovoltaïque.

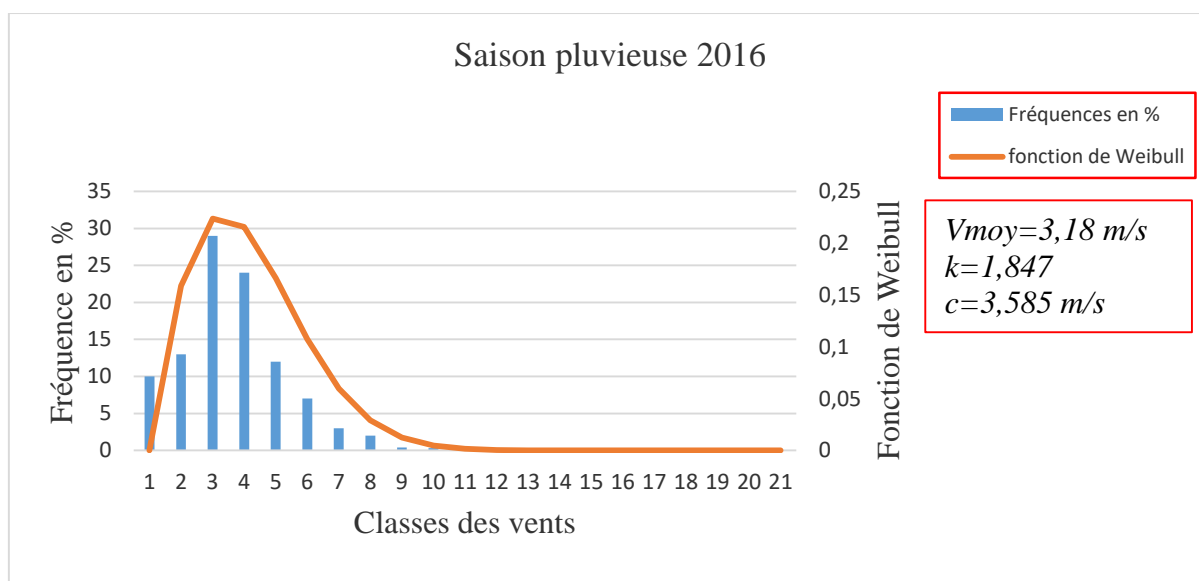
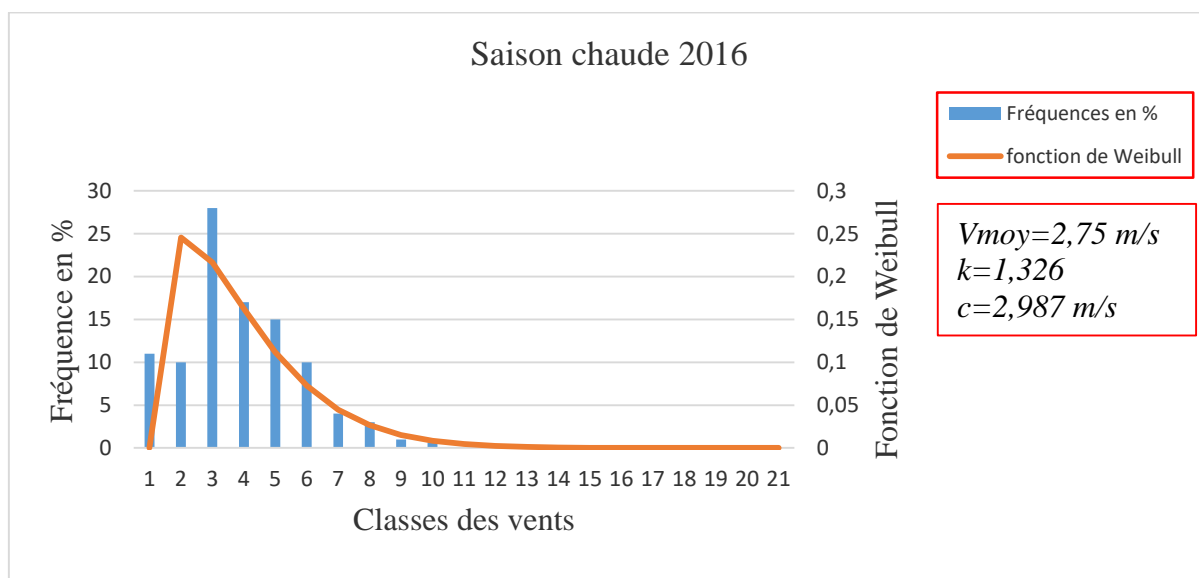
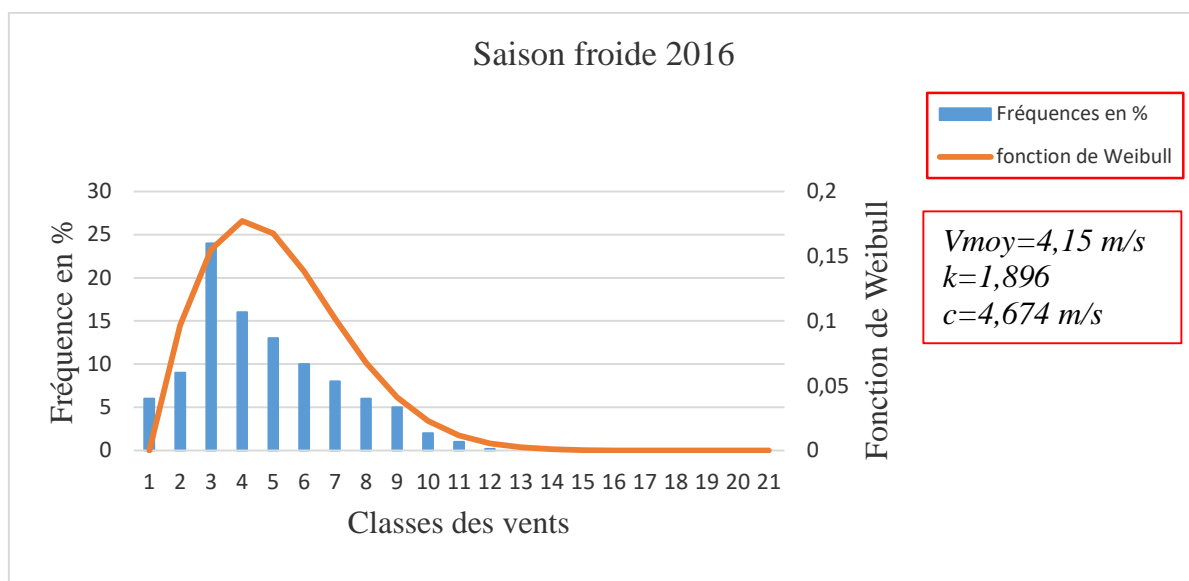
## Annexe 1 : Courbes de Weibull pour 5 ans (2013-2017)





## Annexe 2 : Courbes de Weibull saisonnière pour 2013 et 2016





### Annexe 3 : besoins énergétiques détaillés du bloc des laboratoires

Besoins énergétiques du bloc des laboratoires							
		Laboratoire de Physique					
Saison		Froide			Chaude		
Nbre	Appareils	P unitaire en W	P totale en W	Heure par jour	Energie en Wh	Heure par jour	Energie en Wh
9	Ventilateur	70	630	2	1260	7	4410
6	Ampoule	36	216	10	2160	10	2160
1	Split	2110	2110	0	0	5	10550
1	Frigo	10	10	4	40	15	150
1	Chauffe-eau	1500	1500	1	1500	1	1500
1	Fontaine	550	550	0	0	8	4400
<b>Energie totale par jour</b>					<b>4960</b>		<b>23170</b>
<b>Consommation saisonnière</b>					<b>905200</b>		<b>4228525</b>
<b>Consommation annuelle</b>					<b>5133725</b>		
		Bureau du Doyen					
2	Ventilateur	70	140	0	0	10	1400
2	Ampoule	85	170	10	1700	10	1700
1	Split	1810	1810	0	0	10	18100
1	Frigo	463	463	0	0	5	2315
1	Ordinateur	10	10	10	100	10	100
1	Imprimante	240	240	2	480	2	480
1	Scanner	0,195	0,195	1	0,195	1	0,195
<b>Energie totale par jour</b>					<b>2280,195</b>		<b>24095,195</b>
<b>Consommation saisonnière</b>					<b>416135,5875</b>		<b>4397373,088</b>
<b>Consommation annuelle</b>					<b>4813508,675</b>		
		Secrétariat du Doyen					
2	Ventilateur	70	140	0	0	8	1120
2	Ampoule	85	170	8	1360	8	1360
1	Split	5010	5010	0	0	8	40080
1	Frigo	80	80	0	0	8	640
1	Ordinateur	16	16	8	128	8	128
1	Imprimante	550	550	8	4400	8	4400
1	Photocopieur	1450	1450	8	11600	8	11600
2	Onduleur	1320	2640	8	21120	8	21120
1	Chauffe-eau	1500	1500	1	1500	1	1500
<b>Energie totale par jour</b>					<b>40108</b>		<b>81948</b>
<b>Consommation saisonnière</b>					<b>7319710</b>		<b>14955510</b>
<b>Consommation annuelle</b>					<b>22275220</b>		
		Laboratoire de Biologie					
7	Ventilateur	70	490	2	980	8	3920
6	Ampoule	36	216	10	2160	8	1728
1	Split	1810	1810	0	0	8	14480

Annexes

1	Fontaine	550	550	0	0	8	4400
<b>Energie totale par jour</b>					<b>3140</b>		<b>24528</b>
<b>Consommation saisonnière</b>					<b>573050</b>		<b>4476360</b>
<b>Consommation annuelle</b>					<b>5049410</b>		
Laboratoire de Chimie							
7	Ventilateur	70	490	2	980	12	5880
8	Ampoule	36	288	8	2304	12	3456
1	Fontaine	550	550	0	0	10	5500
Energie totale par jour					3284		14836
Consommation saisonnière					599330		2707570
Consommation annuelle					3306900		
Bureau du laborantin							
3	Ventilateur	70	210	10	2100	10	2100
4	Ampoule	36	144	10	1440	10	1440
1	Split	1810	1810	0	0	7	12670
1	Ordinateur	10	10	10	100	10	100
4	Balance	1,8	7,2	12	86,4	12	86,4
1	RatoVapor	1000	1000	3	3000	3	3000
<b>Energie totale par jour</b>					<b>6726,4</b>		<b>19396,4</b>
<b>Consommation saisonnière</b>					<b>1227568</b>		<b>3539843</b>
<b>Consommation annuelle</b>					<b>4767411</b>		
<b>Consommation Energétique totale journalière du bloc</b>					<b>60498,595</b>		<b>187973,595</b>
<b>Consommation Energétique totale saisonnière du bloc</b>					<b>11040993,59</b>		<b>34305181,09</b>
<b>Consommation Energétique totale annuelle bloc</b>					<b>45346174,68</b>		

**Annexe 4 : besoins énergétiques saisonnières du bloc des laboratoires si la consommation est réduite**

Besoins énergétiques du bloc des laboratoires				
Saison	Froide		Chaude	
Consommation énergétique	Journalière	Mensuelle	Journalière	Mensuelle
Laboratoire de Physique	4,96	153,76	23,17	718,27
Laboratoire de Biologie	3,14	97,34	24,528	760,368
Laboratoire de Chimie	3,284	101,804	14,836	459,916
Bureau du Laborantin	6,7264	208,5184	19,3964	601,2884
<b>Total</b>	<b>18,1104</b>	<b>561,4224</b>	<b>81,9304</b>	<b>2539,8424</b>