

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



Université de Tlemcen Abou-Bakr Blekaïd
Faculté des Sciences
Département de Physique
Unité de Recherche Matériaux et Energies Renouvelables
Ecole Doctorale Energies Renouvelables



Thèse
Pour l'obtention du diplôme de
Doctorat
En Physique Energies Renouvelables

Thème :

Optimisation de l'Évaluation Temporelle du Gisement Énergétique Éolien par
Simulation Numérique et Contribution à la Réactualisation de l'Atlas des
Vents en Algérie

Présentée par :
M. BOUDIA Sidi Mohammed

Soutenue le 23/01/2013 devant la commission d'examen :

Président	M. N.E CHABANE SARI	Professeur	Université de Tlemcen	
Directeur de thèse	M. A. BENMANSOUR	Professeur	Université de Tlemcen	
Co-Directrice de thèse	Mme. N. GHELLAI	Professeur	Université de Tlemcen	
Examineurs	{	M. M. TIOURSI	Professeur	USTO – M.B d'Oran
		M. A. MALEK	Directeur de Recherche	CDER Alger
		Melle. O. GUERRI	Maitre de Recherche A	CDER Alger
Invité	M. B. BENYOUCEF	Professeur	Université de Tlemcen	

à mes parents

Remerciements

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

Au bout de ses années de recherche, je suis heureux d'en être arrivé à son terme. Une période marquée par des moments de joies intenses, mais aussi, par quelques traversées du désert. Les premiers resteront à jamais gravés dans ma mémoire, quant aux moments pénibles... alors, ils m'auront servie à forger l'estime que j'ai envers les défis. Et parce que rien n'aurait pu se faire sans le soutien de ceux qui m'ont aidé, je profite de cet espace pour leur témoigner toute ma reconnaissance et mes plus sincères remerciements.

Avant tout, je remercie notre seigneur d'avoir donné à l'homme le pouvoir de raisonner et d'explorer les vérités de l'univers.

Que mes remerciements les plus sincères s'adressent à mon encadreur, Monsieur BENMANSOUR Abdelhalim, Maître de conférences à l'université de Tlemcen, pour sa présence et son pragmatisme exemplaire qui ont donné un véritable sens à notre travail. Sans cesse, à encourager et à pousser vers les limites, là où le terme « impossible » devient utopique, non pas un fait accompli. Qu'il trouve en ses lignes mes remerciements abyssaux.

Que Monsieur CHABANE SARI Nasr Eddine, Professeur à l'université de Tlemcen veuille croire en ma profonde reconnaissance et sincère gratitude pour avoir accepté de présider le jury.

Que les honorables membres du jury, Mademoiselle GUERRI Ouahiba Maître de Recherche au CDER, Monsieur MALEK Ali, Directeur de Recherche au CDER, Monsieur TIOURSI Mustapha, Professeur à l'Université des Sciences et de la Technologie d'Oran et Monsieur BENYOUCEF Boumediène, Professeur à l'Université de Tlemcen, veuillent croire en mes remerciements anticipés pour avoir bien voulu accepter d'enrichir et d'évaluer ce travail.

Mes remerciements vont également à Monsieur TABET HELAL Abdellatif, Maître-Assistant à l'Université de Tlemcen, sa confiance ne m'a jamais fait défaut, avec son regard critique, ouvert et constructif sur mes recherches, ainsi que sa patience et ses précieux conseils qui m'ont été d'une aide inouï, donnant un but à ce travail.

Aussi, je tiens à remercier Madame GHELLAI Nassera, Professeur à l'Université de Tlemcen pour avoir donné de son temps et de sa patience, reflétant ainsi un maillon essentiel pour l'aboutissant de ce travail.

Le destin a voulu que le présent travail soit achevé au Centre de Développement des Energies Renouvelables à Alger, bien loin de l'Unité de Recherche en Matériaux et Energies Renouvelables de l'Université de Tlemcen. Pour cela, je tiens à remercier convenablement Monsieur BELHAMEL Maiouf, Directeur de Recherche et ancien directeur du CDER ainsi que Monsieur YASSAA Noureddine, Professeur à l'USTHB d'Alger et nouveau Directeur du CDER pour avoir mis en ma disposition les moyens nécessaires pour mener à bien la fin de cette tâche scientifique. Que Mademoiselle GUERRI Ouahiba, Chef de la Division Energie Eolien au sein du CDER trouve en ces lignes, ma profonde gratitude pour m'avoir tout simplement mis à l'aise dans sa division, la confiance qu'elle m'a octroyée et ses encouragements pour terminer dans les meilleures conditions et les plus brefs délais ce travail.

Sans citer de noms, que mes amis, collègues de travail à l'Université de Tlemcen et du Centre de Développement des Energies Renouvelables ainsi que les membres de ma famille proche trouvent en ces quelques mots, l'expression de mes plus sincères remerciements, pour avoir accepté de m'orienter, m'aider ou tout simplement, pour m'avoir écouté.

Que mes chers parents trouvent dans ce travail ma profonde reconnaissance et ma gratitude pour leur patience avec moi, leurs soutiens et leurs encouragements.

Résumés

Résumé : Dans le présent travail, nous avons optimisé l'évaluation temporelle du gisement énergétique éolien et contribué ainsi à la réactualisation de la carte des vents en Algérie. Dans un premier temps, nous avons procédé à la réactualisation de l'Atlas éolien du pays à 10m du sol. Nous avons utilisé des données météorologiques en fonction de la vitesse du vent ajustée par la distribution de Weibull. Dans cette étude nous avons abouti à la mise en valeur du potentiel éolien de la région Est du Sahara et la région Ouest des Hauts-Plateaux. La deuxième partie consiste à l'extrapolation verticale de la vitesse du vent à 50m du sol. Elle nous a permis d'évaluer la densité énergétique moyenne à cette hauteur et d'en déduire la production énergétique à la sortie d'une éolienne d'une puissance nominale de 600kW en fonction des mois, des saisons et de l'année pour un certain nombre de sites. Les résultats donnent la ville d'Adrar comme celle ayant la plus grande vitesse moyenne annuelle avec 6.37m/s à 10m alors que le site de Hassi-R'Mel dispose de la plus importante densité énergétique moyenne annuelle à 50m, égale à 4.3MWh/m²/an. Quant à l'étude temporelle, elle donne le Printemps comme la période la mieux ventée, l'Eté où le vent est le plus constant et l'Hiver avec la densité énergétique la plus importante.

Mots clés : Atlas éolien, gisement éolien, vitesse du vent, paramètres de Weibull, extrapolation, production énergétique.

Abstract : In the present work, we have optimized the temporal evaluation of wind energy potentiality and contributed to the updating of the wind map of Algeria. At first, we reactualized the country's Wind Atlas at 10m from the ground. Meteorological datas was used as a function of wind speed, adjusted by the Weibull distribution. In this study, the enhancement of wind energy potential in the eastern region of the Sahara and the occidental Highlands region. The second part consists in the vertical extrapolating of wind velocity at 50m from the ground. It allowed to evaluate the mean wind energy density and deduce the analysis of monthly, seasonal and yearly energy efficiency using a wind turbine of 600KW rated powers for some sites. The results give Adrar as the site with the greater wind speed equal to 6.37m/s at 10m while the site of Hassi-R'Mel has the better mean wind energy density at 50m, equal to 4.3MWh/m²/year. The temporal study gives Spring as the most windy period, Summer where the wind is more constant and Winter with the largest energy density.

Keywords: Atlas wind, wind power, wind speed, Weibull parameters, extrapolation, energy production.

ملخص: في الدراسة الحالية، مثلنا التقييم الزمني في مجال طاقة الرياح و ساهمنا في تحديث خريطة الرياح للجزائر. كخطوة أولى قمنا بإعادة رسم أطلس الرياح على ارتفاع 10م من مستوى الأرض باستخدام معطيات جوية على أساس سرعة الرياح معدلة بتوزيع وايبيل. حيث توصلنا على ترقية طاقة الرياح في المنطقة الشرقية و الجزء الغربي من الهضاب العليا. كخطوة ثانية، قمنا باستقراء عمودي لسرعة الرياح على ارتفاع 50م من مستوى الأرض. مما سمح لنا بتقييم كثافة الطاقة من توربين رياح ذات قوة 600 كيلوواط و استدلال على إنتاج الطاقة المستنتجة شهريا، موسميا و سنويا لبعض المواقع. قدمت النتائج بأن مدينة أدرار لها أحسن سرعة الريح تعادل 6.37 م/سا و هذا على ارتفاع 10م، غير أن على ارتفاع 50م قدمت منطقة حاسي الرمل أعلى كثافة طاوقية للرياح تعادل 4.3 ميكواواط ساعة/م²/سنة. الربيع هو الموسم الذي تكون الرياح بنسبة جد معتبرة، في الصيف تكون الرياح أكثر ثباتا، أما في فصل الشتاء كثافة الطاقة تكون الأكبر، و هذا ما استنتجنا بفضل الدراسة الزمنية.

كلمات البحث: أطلس الرياح، طاقة الرياح، سرعة الرياح، بارامترات ايبول، الاستقراء، إنتاج الطاقة.

Sommaire

Introduction générale	12
-----------------------	----

Chapitre I : Le vent, son origine et ses caractéristiques

Introduction	20
1- Le vent et son origine	20
2- Présentation générale de l'atmosphère	21
2-1-Structure de l'atmosphère	21
2-2- La couche limite atmosphérique CLA	23
2-2-1-Définition	23
2-2-2-Structure verticale de la CLA	23
2-3- Stabilité atmosphérique	24
2-3-1- l'influence thermique du sol, les brises	25
2-3-2- l'influence mécanique du relief, obstacles montagneux	26
3-Caractéristiques du vent	26
3-1-Variabilité temporelle	27
3-2-Variabilité spatiale	28
4-Mesure du vent	28
4-1-Anémomètre et girouette	29
4-2-Pylônes de mesure	30
4-2-1- La mesure des autres données météorologiques	31
4-2-2- La mesure du vent par télédétection	31
4-3-Les indicateurs biologiques	32
4-4-Rose des vents	33
Conclusion	34
Bibliographie	35

Chapitre II : Les Capteurs éoliens

Introduction	37
1-Historique	37
2-Définition	37
3- Les différents types d'éoliennes	38
3-1-Les éoliennes à axe vertical	38
3-2-Les éoliennes à axe horizontal	39
3-2-1-Architecture d'une éolienne à axe horizontal	39
3-2-1-1-Le rotor et ses pales	40
3-2-1-2-La nacelle	40
3-2-1-3-La tour	40
3-2-2- Applications des éoliennes	40
4-Potentiel énergétique	41
4-1-Conversion d'énergie aérodynamique en énergie électrique	41
4-1-1-Le coefficient de puissance	42

4-1-2- Le coefficient de vitesse réduite	42
4-1-3- Limite de Betz	43
4-1-4-Classement des types d'éolienne en fonction du coefficient de puissance	43
4-1-5-Puissance d'une éolienne	45
Conclusion	46
Bibliographie	47

Chapitre III : Etude statistique, profil vertical et potentiel éolien

Introduction	49
1-Potentiel éolien	49
1-1-La distribution de Weibull	49
1-2-La distribution hybride de Weibull	51
1-3-Influence des paramètres Weibull sur la distribution statistique des vitesses de vent	51
1-4- Influence des paramètres de Weibull sur la qualité du potentiel éolien	52
1-5-Détermination des paramètres de Weibull	53
1-5-1- La méthode graphique	53
1-5-2-La méthode du maximum de vraisemblance	54
1-6-Comparaison entre les différentes méthodes	54
2- Profil vertical de la vitesse du vent	55
2-1- Extrapolation verticale de la vitesse du vent	56
2-1-1- La loi Log-lineaire	56
2-1-2-Loi Logarithmique	59
2-1-3-Loi de puissance	59
2-1-3-1-Loi de puissance 1/7ème	60
2-1-3-2-Loi de puissance Justus C.G. et Mikhail 1976	61
2-1-3-3- Modèles de similitude	61
2-1-3-4-Modèles de loi de puissance modifié	62
2-1-3-4-1-Modèle de Mikhail et Justus	62
2-1-3-4-2-Modèle de Mikhail	63
2-1-3-5-Loi de puissance dite à coefficient variable	63
2-1-3-6- Modèle de Spera et Richards	64
2-2-Extrapolation verticale des paramètres de Weibull	64
2-2-1- Méthode de Justus et Mikhail 1976	64
2-2-2- Méthode de Justus 1978	64
2-2-3- Méthode de Mikhail et Justus 1981	65
2-3-Extrapolation verticale de la vitesse moyenne	65
2-4- Estimation du coefficient de friction du vent par le model LES	65
2-5-Détermination de la longueur de rugosité du sol	66
3-Model empirique pour interpolation horizontale entre terre et mer	69
4-Estimation du potentiel éolien	70
4-1-Densité de puissance moyenne	70
4-2-Densité énergétique moyenne disponible	71
4-3-Puissance moyenne à la sortie d'une éolienne	72
4-4-Energie éolienne extraite	75
5- Vitesses de vent ayant des propriétés utiles	75
5-1-Vitesse de vent la plus fréquente	75
5-2-Vitesse de vent transportant le maximum d'énergie	75
6- Classement des sites selon leurs ressources éoliennes (PNL)	76

Conclusion	76
Bibliographie	77

Chapitre IV : Résultats et interprétations

Introduction	84
1-Contribution à la réactualisation de la carte des vents en Algérie	85
2-Etude temporelle des paramètres	89
2-1- Etude mensuelle	90
2-2- Etude saisonnière	100
2-3- Etude annuelle	110
3- Distribution Hybride Weibull	119
4- Réactualisation de la carte des vents	121
4-1- Carte des vents annuelle à 10m du sol	122
4-2- Carte des vents saisonnière à 10m du sol	125
4-3- Variation mensuelle de la vitesse moyenne à 10m du sol	126
5-Evolution du facteur de forme	128
6- Densité de puissance	129
7-Extrapolation verticale de la vitesse du vent	130
7-1-Estimation de la hauteur de rugosité du site	133
7-2-Densité énergétique moyenne à 50m	134
8-Classification éolienne des sites	134
9-Estimation de la production énergétique d'une éolienne	135
9-1-Choix de l'aérogénérateur	136
9-2-Estimation énergétique	137
Conclusion	141
Bibliographie	143

Conclusion générale	145
---------------------	-----

Annexe I : Histogramme des vitesses annuelles ajusté par la distribution de Weibull à 10m pour l'ensemble des sites étudiés

Annexe II : Distribution de Weibull saisonnière pour l'ensemble des sites étudiés

Liste des tableaux

Chapitre I : Le vent, son origine et ses caractéristiques

Tab.I-1 : Echelle Beaufort	27
Tab. I-2 : Indice de déformation de Griggs-Putnam	33

Chapitre III : Etude statistique, profil vertical et potentiel éolien

Tab. III-1 valeur du coefficient de friction α pour différents types de terrain	60
Tab. III-2 Classes et longueurs de rugosité	67
Tab. III-3 Longueurs de rugosité pour différents type de terrains	68
Tab. III-4 Classes et longueurs de rugosité données par l'association Danoise de l'industrie	68

Chapitre IV : Résultats et interprétations

Tab. IV-1 : Coordonnées géographiques et caractéristiques des stations de mesure utilisées	87
Tab. IV-2 : Coordonnées géographiques des stations de mesure utilisées dans les frontières des pays voisins	89
Tab. IV-3 : Variations mensuelles de la vitesse moyenne et de la densité de puissance moyenne à 10m pour 4sites du littoral, Ghazaouet, Arzew, Bejaia et El-Kala	90
Tab. IV-4 : Variations mensuelles de la vitesse moyenne et de la densité de puissance moyenne à 10m pour 4 sites du Tell, Tlemcen, Médéa, Sétif et Souk-Ahras.	92
Tab. IV-5 : Variations mensuelles de la vitesse moyenne et de la densité de puissance moyenne à 10m pour 4 sites des Hauts Plateaux, Méchria, Tiaret, Djelfa et Tébessa.	94
Tab. IV-6 : Variations mensuelles de la vitesse moyenne et de la densité de puissance moyenne à 10m pour 4 sites au Nord du Sahara, Béchar, Hassi R'Mel, Ain-Safra et El-Oued.	96
Tab. IV-7 : Variations mensuelles de la vitesse moyenne et de la densité de puissance moyenne à 10m pour 4 sites au Sud du Sahara, Tindouf, Adrar, Bordj Badji Mokhtar et In-Amenas.	98
Tab. IV-8 : Vitesse et densité de puissance moyenne annuelle à 10m pour les 4 sites du littoral, Ghazaouet, Arzew, Bejaia et El-Kala	112
Tab. IV-9 : Vitesse et densité de puissance moyenne annuelle à 10m pour les 4 sites de L'Atlas Tellien : Tlemcen, Médéa, Sétif et Souk-Ahras	113
Tab. IV-10 : Vitesse et densité de puissance moyenne annuelle à 10m pour les 4 sites des Hauts-Plateaux: Méchria, Tiaret, Djelfa et Tébessa	115
Tab. IV-11 : Vitesse et densité de puissance moyenne annuelle à 10m pour les 4 sites aux portes du Sahara: Béchar, Hassi R'Mel, Ain-Safra et El-Oued	117
Tab. IV-11 : Vitesse et densité de puissance moyenne annuelle à 10m pour les 4 sites aux du Sahara: Tindouf, Adrar, Bordj Badji Mokhtar et In-Amenas	119
Tab. IV-12 : Caractéristiques des sites à fort taux de fréquences de vitesse nulles, ajusté par la Distribution de Weibull et Hybride Weibull.	121
Tab. IV-13 : Moyennes mensuelles de la vitesse du vent à 10m du sol	126
Tab. IV-14 : Caractéristiques des éoliennes	136

Liste des figures

Chapitre I : Le vent, son origine et ses caractéristiques

Fig.I-1 : Vue schématique de la couche atmosphérique standard	21
Fig. I-2 : Structure verticale de la troposphère	22
Fig. I-3 : Vue schématique de la couche limite atmosphérique	23
Fig. I-4 : Influence mécanique du relief	26
Fig.I-5 : Variations temporelles de la vitesse du vent	28
Fig.I-6 : Ensemble anémomètre girouette	29
Fig. I-7 : Mât de mesure	31
Fig. I-8 : Index des niveaux de déformation de Griggs-Ptunam	33
Fig. I-9 : Roses des vents à 16 directions, illustrant la distribution de la fréquence, la vitesse et l'énergie pour différentes directions.	34

Chapitre II : Les Capteurs éoliens

Fig. II-1 : composants d'une éolienne à axe horizontal	39
Fig. II-2 : vitesse du vent et vitesse tangentielle en bout de pales	43
Fig. II-3 : Coefficients de puissance en fonction de la vitesse réduite λ pour différents types de turbines	44
Fig. II-4 : courbes de puissance et de coefficient de puissance pour une éolienne type de 600kW	45

Chapitre III : Etude statistique, profil vertical et potentiel éolien

Fig. III-1 : Influence des valeurs du paramètre k sur la forme des distributions	51
Fig.III-2 : Influence Potentiel éolien calculé à partir des paramètres A et k	52

Chapitre IV : Résultats et interprétations

Fig.IV-1 : Répartition des stations de mesure sur le territoire national (Tell, Haut-Plateaux, Sahara)	86
Fig. IV-2 : Variation mensuelle des deux paramètres de Weibull à 10m du sol pour les sites de Ghazaouet, Arzew, Bejaia et El-Kala au littoral.	92
Fig. IV-3 : Variation mensuelle des deux paramètres de Weibull à 10m du sol pour les sites de Tlemcen, Médéa, Sétif et Souk-Ahras à l'intérieur de l'Atlas Tellien.	94
Fig. IV-4 : Variation mensuelle des deux paramètres de Weibull à 10m du sol pour les sites de Méchria, Tiaret, Djelfa et Tébessa des hauts Plateaux.	96
Fig. IV-5 : Variation mensuelle des deux paramètres de Weibull à 10m du sol pour les sites de Béchar, Hassi R'Mel, Ain-Safra et El-Oued aux portes du Sahara.	98
Fig. IV-6 : Variation mensuelle des deux paramètres de Weibull à 10m du sol pour les sites de Tindouf, Adrar, Bordj Badji Mokhtar et In-Amenas.	100
Fig. IV-7 : Variation saisonnière de la distribution de Weibull à 10m du sol pour les sites de	101

Ghazaouet, Arzew, Bejaia et El-Kala.	
Fig. IV-8 : Variation saisonnière de la distribution de Weibull à 10m du sol pour les sites de Tlemcen, Médéa, Sétif et Souk-Ahras.	103
Fig. IV-9 : Variation saisonnière de la distribution de Weibull à 10m du sol pour les sites de Méchria, Tiaret, Djelfa et Tébessa.	105
Fig. IV-10 : Variation saisonnière de la distribution de Weibull à 10m du sol pour les sites de Béchar, Hassi R'Mel, Ain-Safra et El-Oued.	107
Fig. IV-11 : Variation saisonnière de la distribution de Weibull à 10m du sol pour les sites de Tindouf, Adrar, Bordj Badji Mokhtar et In-Amenas.	109
Fig. IV-12 : Histogramme de la vitesse annuelle du vent ajusté par la distribution de Weibull à 10m du sol pour les sites de Ghazaouet, Arzew, Bejaia et El-Kala.	111
Fig. IV-13 : Histogramme de la vitesse annuelle du vent ajusté par la distribution de Weibull à 10m du sol pour les sites de Tlemcen, Médéa, Sétif et Souk-Ahras.	112
Fig. IV-14 : Histogramme de la vitesse annuelle du vent ajusté par la distribution de Weibull à 10m du sol pour les sites de Méchria, Tiaret, Djelfa et Tébessa.	114
Fig. IV-15 : Histogramme de la vitesse annuelle du vent ajusté par la distribution de Weibull à 10m du sol pour les sites de Béchar, Hassi R'Mel, Ain-Safra et El-Oued.	116
Fig. IV-16 : Histogramme de la vitesse annuelle du vent ajusté par la distribution de Weibull à 10m du sol pour les sites de Tindouf, Adrar, Bordj Badji Mokhtar et In-Amenas.	118
Fig. IV-17 : Histogramme de la vitesse annuelle du vent ajusté par la distribution de Weibull à 10m du sol pour les à des taux de vitesse nulle supérieur à 15%, sites de Boussada, Kasr-Chellala, Magnia et Tizi-Ouzzou.	120
Fig. IV-18 : Carte annuelle des vents à 10m du sol comprenant uniquement les sites algériens.	122
Fig. IV-19 : Carte annuelle des vents à 10m du sol comprenant les 87 points de mesure	123
Fig. IV-20 : Cartes annuelles des vents à 10m du sol (par Chellali et al. et Kesbadji-Merzouk)	124
Fig. IV-21 : Carte saisonnière des vents à 10m du sol	125
Fig. IV-22 : Carte annuelle du facteur de forme k à 10m du sol (sans unité)	128
Fig. IV-23 : Carte annuelle de la densité de puissance moyenne à 10m du sol (W/m ²)	130
Fig. IV-24 : Carte saisonnière des vents à 50m du sol pour les six modèles d'extrapolation verticale de la vitesse du vent	132
Fig. IV-25 : Identification visuelle de la nature topographique du site de Ghardaia par Google Earth.	133
Fig. IV-26 : Carte annuelle de la densité énergétique moyenne à 50m du sol (kWh/m ²)	134
Fig. IV-27 : Etude mensuelle	136
Fig. IV-28 : Etude saisonnière	136
Fig. IV-29 : Etude annuelle	136
Fig. IV-30 : Variation mensuelle de la densité de puissance moyenne, la vitesse de vent la plus fréquente et la vitesse de vent transportant le maximum d'énergie à 50m.	137
Fig. IV-31 : Variation mensuelle du Facteur de Capacité et l'énergie produite l'aérogénérateur Fuhrländer FL600	138
Fig. IV-32 : Variation saisonnière de la densité de puissance moyenne, la vitesse de vent la plus fréquente et la vitesse de vent transportant le maximum d'énergie à 50m.	139
Fig. IV-33 : Variation saisonnière du Facteur de Capacité et l'énergie produite l'aérogénérateur Fuhrländer FL600	140
Fig. IV-34 : Production annuelle de l'énergie éolienne par l'aérogénérateur Fuhrländer FL600 sur les 3 sites	140

Nomenclature

R	Rayon du rotor	m
Ω	Vitesse angulaire de l'éolienne	rad/s
Z_0	Longueur de rugosité	m
C_p	Coefficient de puissance	
C_c	Coefficient de couple	
λ	Vitesse réduite ou normalisée	
P_v	Puissance du vent à l'entrée de la voilure	W
P_m	Puissance disponible sur l'arbre d'un aérogénérateur	W
ρ	Masse volumique de l'air	Kg/m
S	Surface de la voilure	m^2
V_v	Vitesse du vent à l'entrée de la voilure	m/s
$f(v)$	Densité de probabilité de Weibull	
$F(v)$	Fonction de distribution cumulée de Weibull	
V_m	Vitesse moyenne du vent	m/s
v	Vitesse instantanée du vent	m/s
v_i	Vitesses non nulles du vent à un instant i	
u_*	Vitesse de friction	m/s
n	Nombre de données de vitesses de vent non nulles	
k	Paramètre de forme de Weibull	
A	Paramètre d'échelle de Weibull	m/s
κ	Constante de Von-Karman supposée	
L	la longueur de Monin-Obukhov	m
V_h	Vitesse du vent à une hauteur h	m/s
Z_h	Hauteur à h mètre du sol	m
ψ_m	Fonction de stabilité	
Z_1	Hauteur de référence	m
Z_2	Hauteur à laquelle on désire calculer la vitesse du vent	m
V_1	Vitesse mesurée à la hauteur de référence	m/s
V_2	Vitesse à désirant calculer	m/s
T_p	Température de l'air	$^{\circ}K$
g	Constante de gravité	m/s^2
q	Flux moyen de chaleur dans la direction verticale	W/m
C_{mp}	Chaleur massique de l'air à pression constante	$J/Kg \cdot K$
α	Facteur de puissance	
Z_g	Moyenne géométrique de la hauteur	m
V_n	Vitesse du vent pour des conditions neutre de stabilité	m/s
α	Facteur de puissance	
k_1	Paramètre de forme de Weibull à hauteur de mesure	
k_2	Paramètre de forme de Weibull à hauteur désirée	
A_1	Paramètre d'échelle de Weibull à hauteur de mesure	m/s

A_2	Paramètre d'échelle de Weibull à hauteur désirée	m/s
\overline{V}_1	Vitesse moyenne du vent à hauteur de mesure	m/s
\overline{V}_2	Vitesse moyenne du vent à hauteur désirée	m/s
V_{ij}	Vitesse du vent à la $i^{\text{ème}}$ intervalle de mesure	m/s
M	Nombre total de niveau de mesure	
N	Nombre total des intervalles de mesure observée	
V_{mer}	Vitesse du vent en mer	m/s
V_{terre}	Vitesse du vent sur terre	m/s
\overline{P}	Densité de puissance moyenne	W/m^2
d	Nombre de journée considéré dans le mois	
\overline{E}_j	Densité énergétique moyenne journalière	$Wh/m^2/jour$
\overline{E}_m	Densité énergétique moyenne mensuelle	$Wh/m^2/mois$
\overline{E}_a	Densité énergétique moyenne annuelle	$Wh/m^2/an$
T	Nombre d'heures pour un nombre de journée d'une période définie	
P_n	Puissance électrique nominale d'une éolienne	W
v_D	Vitesse de démarrage d'une éolienne	m/s
v_N	Vitesse nominale d'une éolienne	m/s
v_A	Vitesse d'arrêt d'une éolienne	m/s
P_e	Puissance de sortie moyenne brute	W
F	Taux de perte à la sortie d'une éolienne	
$P_{e\ net}$	Puissance moyenne nette à la sortie de l'éolienne	W
$\overline{C_p}(v)$	Coefficient de puissance moyen supposé	
P_n	Puissance nominale d'une éolienne	W
Cf	Facteur de capacité d'une éolienne	
E_e	Energie éolienne brute extraite	Wh
V_{mp}	Vitesse du vent la plus probable	m/s
$V_{\max\ E}$	Vitesse de vent transportant le maximum d'énergie	m/s

Introduction générale

Le rayonnement solaire et la rotation de notre planète produisent des différences de températures et de pression sur la surface du globe qui se traduisent localement par la mise en mouvement de masses d'air, formant ainsi les vents.

La conquête de l'énergie éolienne ne date pas d'hier. L'histoire nous apprend que les moulins à vent existaient déjà dès la plus haute antiquité, en Perse, en Irak, en Egypte et en Chine. Ce n'est qu'au moyen âge qu'ils font leur apparition en Europe et leur utilisation se répand rapidement.

Cependant, au cours des deux derniers siècles, avec la découverte de nouvelles sources d'énergie tel que le charbon, les hydrocarbures et le nucléaire, celles-ci vont être surexploitées au détriment de l'énergie du vent qui sera très vite négligée puis abandonnée.

Néanmoins, l'industrialisation massive au cours du dernier siècle, le progrès et l'évolution des sociétés sont tellement de paramètres qui ont poussé l'homme à surexploiter les énergies fossiles et nucléaires, sans pour cela nuire à l'équilibre écologique naturel.

Effectivement, le progrès a généré des catastrophes et des phénomènes irréversibles nocifs à l'homme et à la nature. On peut citer ; le réchauffement climatique dû aux gaz à effet de serre, les différentes pollutions industrielles, les deux dernières en date, la catastrophe nucléaire de Fukushima suite au tremblement de terre au Japon en mars 2011 et la marée noire au large des côtes de la Louisiane suite à l'explosion d'une plateforme pétrolière offshore en avril 2010.

Par ailleurs la surexploitation des ressources naturelles fossiles limitées et épuisables poussent les pays développés et émergents à se rabattre vers des énergies inépuisables, propres et renouvelables telles, le solaire, la géothermie, la biomasse et l'énergie éolienne.

Cette dernière décennie a connu un grand développement dans le domaine de l'énergie éolienne dans le monde et particulièrement en Europe. L'installation d'aérogénérateurs pour

la production électrique se fait de plus en plus. Il en est de même pour le pompage de l'eau dans le domaine de l'agriculture et beaucoup d'autres applications.

Toutefois, l'utilisation de l'énergie éolienne, ne peut pas se faire sans l'étude préalable de la source d'énergie qui est le vent. L'estimation des ressources éoliennes d'un pays en constitue la plus importante étape. L'établissement d'un Atlas éolien demande un travail de longue haleine avec l'utilisation d'un nombre important de données et de modèles performants.

Produire de l'électricité dans le nord de l'Afrique en utilisant des ressources d'énergie renouvelables existe depuis un certain temps déjà, mais l'idée a récemment prit de l'ampleur ces dernières années à travers plusieurs grands plans, tels que l'initiative industrielle Desertec, où l'exploitation de l'énergie éolienne et solaire reste l'option la plus probable pour le nord de l'Afrique [1]. Sachant que les pays de cette région du continent possèdent des niveaux élevés d'irradiation solaire, le but de ces plans industriels est de créer de nouvelles bases de production d'énergie de sources renouvelables, en utilisant le soleil et le vent autour du bassin Méditerranéen [2]. Ceci est certes moins avantageux et financièrement moins rentable à court et moins terme que d'exploiter les ressources fossiles existantes, mais il faudrait s'atteler à ses nouvelles technologies du futur [3].

En Algérie, les objectifs fixés par la compagnie NEAL (New Energy Algeria) se focalisent sur l'augmentation de production d'énergies de sources renouvelables à 1400MW d'ici 2030 et de 7500MW à l'horizon de 2050. L'énergie électrique sera produite à partir de centrales exclusivement solaires ou solaires hybrides, qui peuvent utiliser d'autres sources d'énergies renouvelables ou bien conventionnelles, comme le gaz naturel [4]. Récemment, Boudghen Stambouli a conclu dans son étude de la présence en Algérie d'un potentiel fort considérable pour l'utilisation des sources d'énergies renouvelables [5]. En particulier les énergies solaire et éolienne qui produisent moins d'émissions de gaz à effet de serre [6].

Le vent étant généré en raison du gradient de pression qui résulte du chauffage inégalement réparti sur la surface de la terre par le soleil. L'origine de ce mouvement d'air est induite du soleil. Ainsi, l'énergie éolienne est une forme indirecte de l'énergie solaire. Par conséquent, le vent est créé par la différence de température [7]. Adaramola et al. ont conclu

dans leur étude de l'importance des mesures détaillées de la température avec la direction et la vitesse du vent sur une période définie [8]. Soler-Bientz et al. ont porté leur étude sur l'éolien offshore en accentuant l'importance de la variation de la température [9]. Récemment, Lima et al. ont fait une analyse, utilisant plusieurs paramètres météorologiques, où la température de l'air à deux niveaux, 25 et 50m ont été étudiés pour évaluer le gisement éolien de la région de Paraiba au Brésil. Ces derniers ont conclu que la température de l'air a une grande influence sur la valeur de la densité de l'air [10].

Concernant l'Algérie, nous relevons avec satisfaction la contribution à l'actualisation de la carte des vents en 2011 par Chellali et al. [11] en introduisant l'étude de Hassi-R'Mel au sud du pays. Effectivement, plusieurs travaux ont été menés sur l'étude du potentiel éolien dans les différentes régions de l'Algérie, mais très peu ont été publiés.

Concernant l'établissement de la carte des vents en Algérie, le premier travail a été établi par Said et al. en 1984 [12], suivie par le travail de Benssad en 1985 [13]. En 1990, Hammouche [14] a publié l'atlas vent de l'Algérie comprenant la classification des paramètres du vent en fonction des mois et de la direction du vent pour 37 stations météorologiques à l'aide du logiciel WAsP [15]. Cette dernière base de données a été utilisée par Kasbadji-Merzouk en 2000 [16] pour cartographier le premier Atlas des vents à 10m. S'en est suivie par la cartographie mensuelle de la vitesse moyenne du vent en 2003 par Aiche-Hamane et al. [17], en utilisant des vitesses moyennes mensuelles pour 75 stations météorologiques réparties sur le territoire national. En 2006, Kasbadji-Merzouk a repris son travail [16] en raffinant les résultats, ajoutant ainsi d'autres données météorologiques pour tracer un nouvel Atlas des vents avec lequel, elle a présenté sa thèse de doctorat [18]. Récemment, Chellali et al. [11] en procédant à une analyse spectrale pour étudier le phénomène cyclique du vent, ont contribué à l'actualisation de la carte des vents en Algérie. Ils ont introduit le site de Hassi-R'Mel, au Nord du Sahara, qui dispose d'un bon potentiel éolien mais qui a été sous-estimé dans les précédents travaux en raison de sa localisation qui se situe entre deux zones moins ventées.

Pour ce qui est de l'étude de l'estimation du potentiel éolien dans les différents sites algériens, avec l'étude du dimensionnement des systèmes de conversion de l'énergie éolienne. Nous pouvons citer les travaux de Himri et al. [19-24] qui ont évalué le potentiel éolien de

plusieurs régions dans le pays, en utilisant soit des données de l'ONM ou bien des données en termes de vitesse et direction du vent appartenant au CREDEG à 17m de hauteur. Saheb-Koussa a travaillé sur les systèmes hybrides au Sud du pays [25]. L'étude de Youcef-Ettoumi et al.[26] a porté sur la comparaison en terme de production énergétique de plusieurs parcs éoliens. Les deux travaux entrepris sur la région de Ténès, par Abdeslam-Dehmas et al. [27] ainsi que Boukli-Hacene et al. [28]. Les travaux de Chellali et al. [11,29], ainsi que les travaux de Boudia et al. [30-31] sur des régions des Hauts-Plateaux. Ajouter à cela plusieurs travaux qui ont été communiqués dans de nombreuses manifestations scientifiques. Tels sont les principaux travaux sur les gisements éoliens entrepris par les chercheurs en Algérie.

La vitesse du vent étant un des paramètres les plus importants du potentiel éolien, sa variation annuelle et saisonnière à long terme influe énormément sur le rendement d'un investissement [32]. Même si l'étude annuelle de la vitesse du vent d'une zone, la donne comme marginale. L'étude en fonction des mois et des saisons peut classer cette zone comme apte à recevoir une implantation éolienne sur une grande partie de l'année [30].

Dans le présent travail, nous avons choisi d'optimiser l'évaluation du gisement éolien en Algérie en fonction des mois, des saisons et de l'année, tout en contribuant à la réactualisation de la carte des vents à 10m du sol. Cela a été fait à partir de données météorologiques en utilisant des vitesses moyennes journalières mesurées durant la dernière décennie sur 63 stations météorologiques à l'intérieur du pays et 24 stations près des frontières dans les pays voisins.

Dans le premier chapitre, nous définirons le vent avec ses caractéristiques, les paramètres qui le régissent, la structure de l'atmosphère dans laquelle il se déplace ainsi que sa variabilité temporelle.

Le deuxième chapitre comprendra des généralités sur le dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en une énergie mécanique. Nous présenterons la machine éolienne, ses différents composants, ses caractéristiques, son rôle dans la production de l'énergie.

Le troisième chapitre concerne la présentation des modèles utilisés pour le calcul des paramètres principaux des vents dans le but de réactualiser la carte des vents, à hauteur de

l'anémomètre (10m). Une extrapolation verticale de la vitesse du vent, nous a permis d'évaluer le potentiel éolien à l'entrée d'une voileure (50m). Nous avons aussi estimé de la production énergétique d'une éolienne type dans certains sites du pays.

Le dernier chapitre de ce travail consiste à présenter les résultats obtenus. Le potentiel éolien en termes de vitesse, densité de puissance moyenne ainsi que les deux paramètres de Weibull seront donnés à 10m du sol, en fonction des mois, des saisons et de l'année, pour des régions choisies sur l'ensemble du territoire national. L'extrapolation verticale de la vitesse du vent nous permettra quant à elle d'évaluer le potentiel éolien à l'entrée d'une voileure à 50m.

Par cette étude, nous contribuerons ainsi à la réactualisation de l'Atlas des vents en Algérie. Partant du dernier Atlas des vents [11], nous avons introduit 87 points de mesures, impliquant ainsi l'ajout de nouveaux sites, comme à l'Est du Sahara et à l'Ouest des Hauts-Plateaux pour lesquels nous avons décelé un potentiel éolien appréciable.

Afin de mettre en valeur les périodes de l'année les plus ventées, les plus stables et celles qui admettent un grand potentiel éolien, nous avons procédé à l'étude de la variabilité temporelle de la vitesse moyenne du vent.

Pour estimer la densité énergétique moyenne à 50m de hauteur, nous avons procédé à l'extrapolation verticale de la vitesse du vent en utilisant des méthodes empiriques et semi-empirique. Cette ultime étape nous a permis d'estimer la densité énergétique moyenne à cette hauteur, avec évaluation temporelle de l'énergie produite par un aérogénérateur d'une puissance nominale de 600kW sur 4 sites du pays.

Bibliographie

- [1] C. Kost, B. Pfluger, W. Eichhammer, M. Ragwitz, Fruitful symbiosis: Why an export bundled with wind energy is the most feasible option for North African concentrated solar power. *Energy Policy*, *Energy Policy* 39 (2011) 7136–7145
- [2] Komendantova N., et al., Perception of risks in renewable energy projects: The case of concentrated solar power in North Africa. *Energy Policy* (2009), doi:10.1016/j.enpol.2009.12.008
- [3] A.J. Folkmanis, International and European market mechanisms in the climate change agenda - An assessment of their potential to trigger investments in the Mediterranean solar plan, *Energy Policy*. 39 (2011) 4490-4496
- [4] T. Hasni, Former president of NEAL « Développement des Energies Renouvelables en Algérie », National conference on renewable energies and sustainable development. Laghouat, Algeria, 2006
- [5] A.B. Stambouli, Promotion of renewable energies in Algeria: Strategies and perspectives, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 15 (2011) 1169-1181
- [6] Y. Hamakawa, Recent Progress in Solar Photovoltaic Energy Conversion, report for New Energy, JSAP International. 5 (2002) 30-35
- [7] M. Sathyajith, *Wind Energy Fundamentals, Resource Analysis and Economics*, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, Netherlands, 2006
- [8] M.S. Adaramola, O.M. Oyewola, On wind speed pattern and energy potential in Nigeria, *Energy Policy*. 39 (2011) 2501-2506
- [9] R. Soler-Bientz, S. Watson, D. Infield, L. Ricalde-Cab, Preliminary study of the offshore wind and temperature profiles at the North of the Yucatán Peninsula, *Energy Conversion and Management*. 52 (2011) 2829-2843
- [10] L.A. Lima, C.R.B. Filho. Wind resource evaluation in São João do Cariri (SJC) - Paraíba, Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (2011), doi:10.1016/j.rser.2011.08.011
- [11] F. Chellali, A. Khellaf, A. Belouchrani, A. Recioui, A contribution in the actualization of wind map of Algeria, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 15 (2011) 993-1002
- [12] M. Said and A. Ibrahim. *Energy in the Arab world*. *Energy* 9 3 (1984), pp. 217-238.
- [13] H. Bensaid. The Algerian Programme on Wind Energy. *Proceeding of WEAC*, Oxford (1958) pages 21-27.
- [14] R. Hammouche. *Atlas Vent de l'Algérie*. Office des Publications Universitaires (OPU), Algiers (1990).
- [15] *Wind Atlas Analysis and Application Program (WASP)*, Risø National Laboratory; 1987. <http://www.wasp.dk/>
- [16] N. Kasbadji Merzouk, Wind energy potential of Algeria. *Renewable Energy* 21(2000) 553-562.
- [17] L. Aiche-Hamane et A. Khellaf, Evolution Mensuelle de la Ressource Eolienne à travers l'Algérie, *Rev. Energ. Ren.: ICPWE* (2003)147-152

- [18] N. Kasbadji Merzouk, Evaluation du gisement énergétique éolien. Contribution à la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie. Thèse de doctorat. Université Abou Bekr Belkaid, Tlemcen. (2006).
- [19] Y. Himri, A. Boudghene Stambouli, B. Draoui, Prospects of wind farm development in Algeria. *Desalination* 239 (2009) 130–138.
- [20] Y. Himri, S. Himri, A. Boudghene Stambouli, Wind power resource in the south-western region of Algeria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14 (2010) 554–556.
- [21] Y. Himri, S. Rehman, B. Draoui, S. Himri, Wind power potential assessment for three locations in Algeria *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 12 (2008) 2495–2504.
- [22] Y. Himri, S. Himri, A. Boudghene Stambouli, Assessing the wind energy potential projects in Algeria, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13 (2009) 2187–2191
- [23] Y. Himri, A. Boudghene Stambouli, B. Draoui c, S. Himri, Review of wind energy use in Algeria, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13 (2009) 910–914
- [24] Y. Himri, S. Rehman, A. Agus Setiawan, S. Himri, Wind energy for rural areas of Algeria, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16, 2381– 2385, 2012.
- [25] Saheb-Koussa, D., Haddadi, M., Belhamel, M., Hadji, S. and Nouredine, S. (2010). Modeling and simulation of the fixed-speed WECS (wind energy conversion system): Application to the Algerian Sahara area. *Energy* 35: 4116-4125.
- [26] F. Youcef Ettoumi, A. Adane, M. Lassaad Benzaoui, N. Bouzergui, Comparative simulation of wind park design and siting in Algeria, *Renewable Energy* 33 (2008) 2333–2338
- [27] Abdeslam-Dehmas, D., Kherba, N., Boukli Hacene, F., Kasbadji Merzouk, N., Merzouk, M., Mahmoudi, H., Goosen, M.F.A. On the use of wind energy to power reverse osmosis desalination plant: A case study from Ténès (Algeria). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15, 956–963, 2011.
- [28] Boukli Hacène F, et al. Development of a simulation model for a three-dimensional wind velocity field using Ténès Algeria as a case study. *Renew Sustain Energy Rev* (2011), doi:10.1016/j.rser.2011.07.133
- [29] F. Chellali, A. Khellaf, A. Belouchrani, R. Khanniche, A comparison between wind speed distributions derived from the maximum entropy principle and Weibull distribution. Case of study; six regions of Algeria, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16 (2012) 379– 385.
- [30] S.M. Boudia, A. Benmansour, N. Ghellai, M. Benmedjahed, M.A. Tabet Hellal, Monthly and Seasonal Assessment of Wind Energy Potential in Mechria Region, Occidental Highlands of Algeria, *International Journal of Green Energy*. 9:3 (2012) 243-255
- [31] S.M. Boudia, A. Benmansour, N. Ghellai, M. Benmedjahed, M.A. Tabet Hellal, Temporal assessment of wind energy resource in algerian highlands regions, *Revue des Energies Renouvelables*, 15(1), 43-55, 2012.
- [32] U. Aynuar, B. Figen, A seasonal analysis of wind turbine characteristics and wind power potential in Manisa, Turkey, *International Journal of Green Energy*. 5 (2008) 466-479

Chapitre I

Le vent, son origine et ses caractéristiques

Introduction

Dans ce premier chapitre nous donnerons une présentation générale du vent et ses caractéristiques. En premier lieu, nous définirons la nature du vent, son origine et les différentes forces qui le régissent. Le vent n'étant que le déplacement de l'air dans l'atmosphère, la deuxième partie sera consacrée à une présentation générale de l'atmosphère et sa structure tout en se focalisant sur la couche limite atmosphérique. Dans la troisième, partie nous aborderons les caractéristiques du vent. Nous définirons sa variabilité temporelle, sa mesure et les conditions requises pour l'implantation d'un mât de mesure météorologique.

1-Le vent et son origine

L'air qui constitue l'atmosphère est un mélange de gaz et de particules de forme solides ou liquides. Sa composition est relativement constante jusqu'à une altitude inférieure à 100km et est majoritairement composée d'azote et d'oxygène. La quasi-totalité de sa masse est située à une altitude de moins de 16 km, dans les basses couches atmosphériques [1]. Au sein de ces couches, le déplacement des masses d'air, appelé vent n'est autre que le résultat de la mise à l'équilibre d'un ensemble de forces qui sont :

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

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

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

2- Présentation générale de l'atmosphère

L'atmosphère est une enveloppe gazeuse formant une couche d'air qui entoure la Terre. L'atmosphère terrestre est composée de plusieurs couches de gaz et de particules en suspension, d'environ 500km d'épaisseur que la Terre retient à sa surface. Sa densité et sa température diminuent avec l'altitude où seule la couche la plus basse de l'atmosphère, renferme des êtres vivants et se trouve brassée par les courants atmosphériques à l'origine des phénomènes climatiques. [2]

2-1-Structure de l'atmosphère

Bien que l'atmosphère se subdivise en plusieurs grandes parties en fonction du gradient vertical de température, l'atmosphère standard se compose essentiellement de deux grandes parties (Figure I-1) :

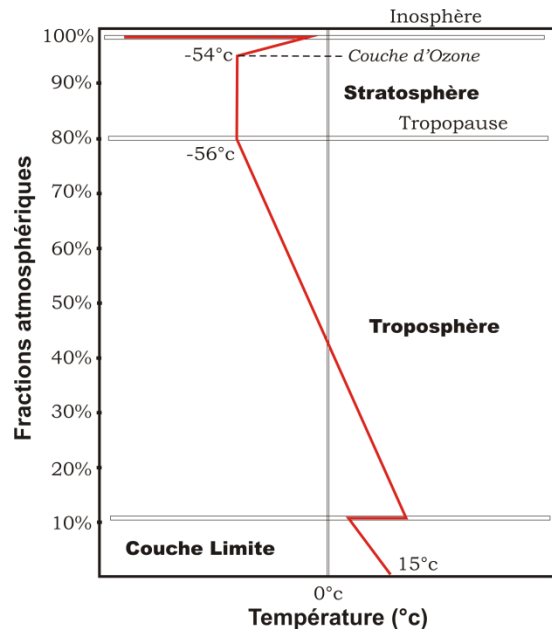


Fig.I-1 : Vue schématique de la couche atmosphérique standard

-La troposphère : La troposphère correspond à la couche atmosphérique la plus proche du sol terrestre. Son épaisseur est variable, de l'ordre de 7km de hauteur au-dessus des pôles allant jusqu'à 18km au-dessus de l'équateur et environ 13km, selon les saisons, dans certaines zones.

C'est dans cette couche qu'on retrouve la plus grande partie des phénomènes météorologiques. Plus on s'élève dans la troposphère, plus la température décroît de façon significative d'environ 6°C tous les 1000 mètres pour atteindre -56°C à la tropopause. Cette dernière marque la séparation entre troposphère et la stratosphère.

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

La zone des basses couches atmosphériques étant la troposphère, peut être scindée en deux parties distinctes. L'atmosphère libre d'un côté et la couche limite atmosphérique (CLA) d'un autre. La Figure I-2 présente la structure verticale de la troposphère:

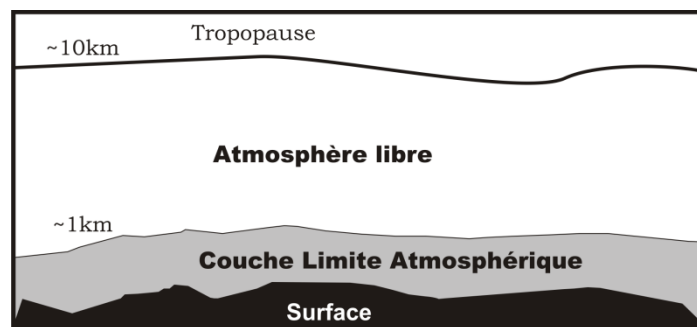


Fig. I-2 : Structure verticale de la troposphère

- L'atmosphère libre qui est le siège d'un vent uniforme, horizontal et peu turbulent avec une vitesse constante représente le foyer des vents dit géostrophiques. Les forces de pression et de Coriolis sont prédominantes et les forces de frottement négligeables.
- La couche limite atmosphérique représente le lieu même des forces de frottement. Ces forces induisent un comportement complexe du fluide atmosphérique.

Les éoliennes actuelles, dépassent rarement les 100m de hauteur. Notre travail se situe dans la couche limite atmosphérique. Sa définition ainsi que ses caractéristiques structurales suivront.

2-2- La couche limite atmosphérique CLA :

2-2-1-Définition

Initiée par Ludwig Prand en 1904 [3], la théorie de la couche limite fut utilisée pour caractériser l'écoulement d'un fluide aux abords d'une paroi. Ainsi, l'idée de couche limite répond bien à la couche limite terrestre qui correspond à la couche dans laquelle les frottements ont un effet très significatif. C'est là où les températures subissent le plus, l'influence de l'ensoleillement durant la journée et du refroidissement radiatif durant la nuit, avec les vents sous l'influence du frottement sur la surface.

La couche limite atmosphérique CLA est la couche de la troposphère qui est directement influencée par la surface terrestre [4,5]. En moyenne, la couche limite atmosphérique est comprise entre la surface terrestre et une hauteur généralement de quelques centaines de mètres à 1500m, parfois jusqu'à 2000m. Au-dessus de la CLA, l'influence de la surface est négligeable et l'écoulement de l'air qui n'est autre que le vent est laminaire dans l'atmosphère libre.

C'est un lieu d'échanges d'énergie entre la surface et l'atmosphère sous forme de vapeur d'eau et de quantité de mouvement. Son épaisseur varie de quelques mètres à plusieurs kilomètres. Elle est en fonction de la vitesse du vent, de la rugosité de surface et de l'ensoleillement local.

2-2-2-Structure verticale de la CLA

La couche limite atmosphérique se divise en trois parties distinctes (voir Figure I-3), à savoir la couche d'Ekman, la couche limite de surface et la sous-couche rugueuse.

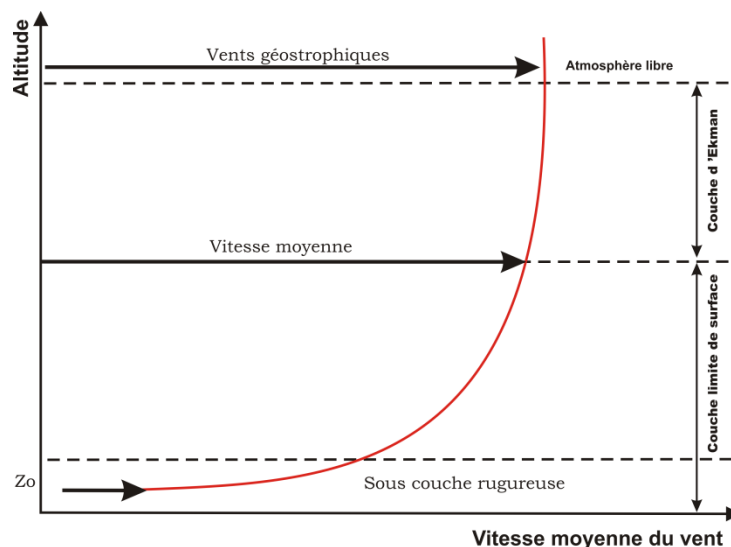


Fig. I-3 : Vue schématique de la couche limite atmosphérique

- La couche d'Ekman est la partie supérieure de la CLA. Dans cette zone, la structure du champ de vent est influencée par les frottements sur la surface, la stratification thermique et la force de Coriolis. Avec l'altitude, les forces de frottements sont négligeables devant la force de Coriolis. La direction du vent subit donc une rotation et s'aligne à son sommet avec le vent géostrophique.
- La couche de surface est directement en contact avec la surface terrestre. Dans cette couche, la force de Coriolis est négligeable devant les forces de frottements et les effets thermiques. La structure du champ de vent est donc complexe et variable avec la nature du terrain et sa rugosité.
- La sous-couche rugueuse est la partie inférieure de la couche de surface, juste au-dessus de la surface du sol. Son épaisseur varie de quelques dizaines de millimètres sur une surface de mer plane à quelques dizaines de mètres en ville. L'écoulement de l'air est alors fortement turbulent non homogène et instationnaire. Ceci est caractérisé par le paramètre de longueur de rugosité aérodynamique globale Z_0 . Généralement, cette longueur de rugosité caractérise l'influence de la sous-couche rugueuse sur le vent.

2-3- Stabilité atmosphérique

Au sein de la CLA, les forces de frottement issues de l'écoulement de l'air sur une surface rugueuse impliquent une forte activité turbulente du fluide atmosphérique [7]. Ainsi :

- On peut faire abstraction de la force de Coriolis, car elle est faible devant les autres forces en présence, notamment les forces de frottement.
- La proximité du sol modifie le profil de vitesses de vent et induit un fort cisaillement.
- La direction sera modifiée par la présence d'obstacles.
- La distribution verticale de la température (stratification thermique de l'air) induit des mouvements verticaux de masses d'air chauffées et refroidies à proximité du sol.

Par ailleurs, l'air est régi par des turbulences d'origine [8]:

- **Mécanique** : les turbulences sont générées par la proximité du sol qui modifie le profil de la vitesse du vent par la présence d'obstacles ou de discontinuités au sol.
- **Thermique** : les turbulences sont générées par la distribution de la température, due essentiellement aux différences de température qui résultent du réchauffement, le refroidissement, l'échange radiatif quotidien de la terre ainsi que de l'écoulement de l'air entre les régions chaudes et froides.

On distingue ainsi plusieurs états de l'atmosphère décrivant quelle source de turbulence est dominante. Si une parcelle d'air déplacée verticalement amplifie son mouvement, alors la couche limite atmosphérique est dite instable. Si une parcelle d'air déplacée retourne à sa position d'origine, l'atmosphère est dite stable. Enfin, si la production mécanique de turbulence est très supérieure à la production par flottabilité ou si la production par flottabilité est proche de zéro, alors on dit que la CLA est neutre. Un ciel dégagé et un vent faible conduisent à une couche limite instable de jour et stable de nuit. Lorsque le vent souffle fort, la CLA devient neutre ou proche du neutre. Par vent faible, le cycle diurne se remarque sur des mesures de turbulence par l'enchaînement des différents états de stabilité de l'atmosphère.

2-3-1- l'influence thermique du sol, les brises

Dans le langage courant, on confond généralement vent et brise. Pour les météorologues, il s'agit pourtant de circulations d'air tout à fait différentes. Le vent se situe à l'échelle météorologique, il a pour moteur les anticyclones et les dépressions. Par contre, la brise est un phénomène local, d'origine convective [9]. Ces brises sont très influencées par des facteurs tels que la mer, la terre et les montagnes. Ainsi, l'échauffement non uniforme et inégal du sol et de l'eau, sous l'effet du rayonnement solaire, la variation de température est beaucoup plus sensible au-dessus de la terre qu'au-dessus des grandes étendues d'eau. Cela induit au soulèvement de l'air chaud qui s'étend ensuite vers la mer. L'air froid provenant de la mer est attiré par la dépression créée au niveau de la terre à cause de son réchauffement. Ce phénomène est appelé la brise de mer. Durant la nuit, la direction de cette brise prend le chemin inverse, c'est la brise de terre. On cite aussi la brise de pente et la brise de vallée.

2-3-2- l'influence mécanique du relief, obstacles montagneux

Les obstacles isolés sont plus au moins contournés par le vent mais dès que le barrage formé par le relief est suffisamment développé, le courant aérien doit le franchir souvent sur la plus grande partie de sa longueur. La Figure I-4.a représente le mouvement de l'air le long d'un obstacle orographique. Sur le versant dit «au vent» l'air s'élève en donnant naissance à un courant ascendant, nommé ascendance de pente, qui est souvent utilisé pour le vol à voile. Poursuivant son mouvement, l'air redescend, ensuite le long du versant opposé, dit «sous le vent», il est animé d'une turbulence plus au moins grande formant des courants rabattants et des tourbillons. Donc si l'on rencontre souvent des vitesses de vent accélérées sur les collines, c'est à cause de la différence de pression qui existe à l'avant et à l'arrière de celles-ci. Ainsi, le vent se trouve comprimé par la colline à la face exposée au vent, pour s'étendre ensuite, une fois passé le sommet, vers la zone de basse pression du côté sous le vent de la colline.

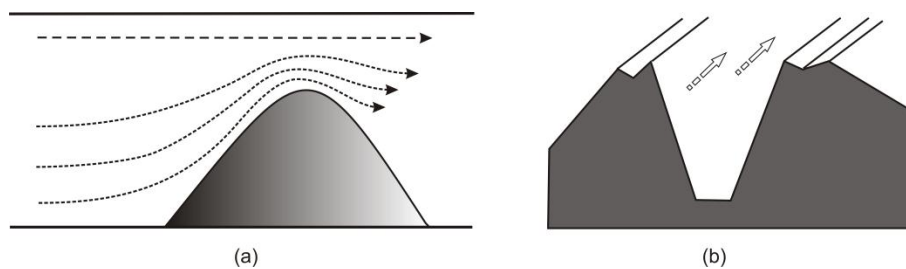


Fig. I-4 : Influence mécanique du relief
(a) Mouvement de l'air le long d'un obstacle orographique (b) Effet tunnel

La Figure I-4.b quant à elle représente un autre phénomène causé par les montagnes et les collines. Il est connu par l'effet tunnel, où la vitesse du vent augmente d'une façon significative à l'intérieur du tunnel.

3- Caractéristiques du vent

La puissance du vent est sensiblement constante à chaque instant pour l'ensemble du globe, en un lieu donné et sur une période solaire. Par contre, la vitesse du vent est très variable suivant les jours et les lieux [10]. Le Tableau I-1 donne la classification des vents avec l'échelle de Beaufort qui décrit les différentes natures du vent en fonction de leurs vitesses.

Tab. I-1 : Echelle Beaufort [11,12]

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

Le vent avec sa nature aléatoire présente de grandes variabilités qu'on peut classer en deux groupes : la variabilité temporelle et la variabilité spatiale.

3-1-Variabilité temporelle

Le vent étant une source intermittente, sa direction et sa vitesse changent rapidement avec le temps. En accord avec ces changements, la puissance et l'énergie éolienne disponible dans un site donné varient. Ces variations peuvent être à haute fréquence comme illustré dans la Figure I-5.a où la vitesse enregistrée durant 30 secondes fluctue de 5.1 à 7.2m/s. La variabilité peut-être à moyenne fréquence comme pour les vitesses journalières ou horaires, représentées dans la Figure I-5.b avec une vitesse de vent diurne plus importante que les vitesses nocturnes. Pour les variabilités à basse fréquence, elles concernent les variations saisonnières et mensuelles, comme illustré respectivement sur la Figure I-5.c et la Figure I-5.d.

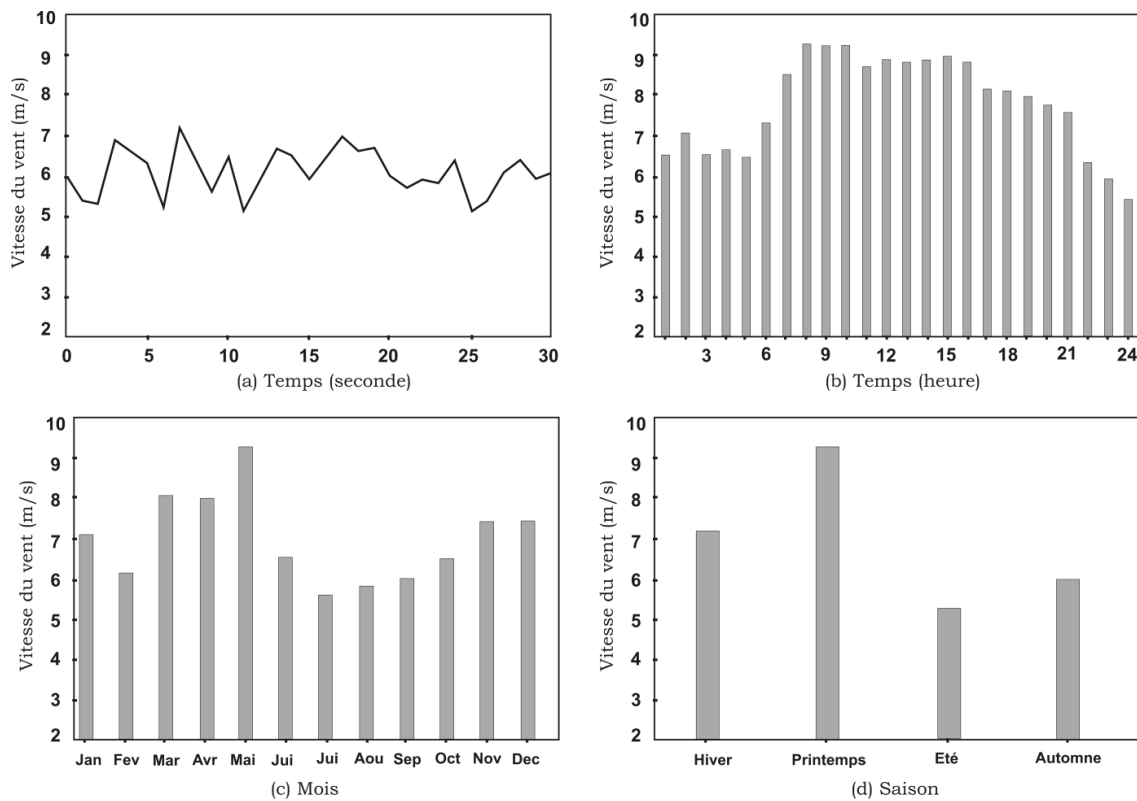


Fig. I-5 : Variations temporelles de la vitesse du vent

3-2-Variabilité spatiale

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

4-Mesure du vent

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

Le mot «direction» en parlant du vent sous-entend celle d'où vient le vent. Un vent d'ouest est un vent qui souffle de l'ouest, un vent de nord est un vent qui souffle du nord. Son indication est donnée en utilisant des girouettes.

La composante horizontale du déplacement de l'air en un point et à un instant donnés se dispose selon une certaine direction ; elle atteint en outre une vitesse déterminée appelée «vitesse du vent». Elle est mesurée généralement en mètres par seconde (m/s), en kilomètres par heure (km/h), mais aussi en nœuds ou milles par heure, dont il existe entre ces diverses

unités la relation suivante : $1\text{m/s}=3,6\text{km/h}=1,94\text{nœud}$. Les instruments utilisés pour mesurer la vitesse du vent sont les anémomètres.

4-1-Anémomètre et girouette

Une station météorologique enregistre et fournit des mesures physiques liées aux variations du climat. Chaque mesure est obtenue à l'aide d'un capteur. Certains sont exposés aux éléments, comme l'anémomètre, la girouette et la jauge pluviométrique. Alors que d'autres sont groupés dans un abri pour mesurer les caractéristiques intrinsèques de la masse d'air comme le thermomètre et l'hygromètre. Ainsi, dans les services météorologiques nationaux, les observations sont prises toutes les heures par différents capteurs pour les différentes mesures. Notre travail étant basé sur l'étude du vent, on propose de définir les instruments utilisés pour mesurer sa vitesse et sa direction.

Un anémomètre associé à une station météorologique sert tout simplement à mesurer la vitesse du vent. En général, sur les stations météorologiques, les anémomètres utilisés sont à coupelles. Ils se composent de 3 demi-coquilles disposées sur des bras horizontaux disposés à 120 degrés et montées sur un axe vertical équipé d'un dispositif de comptage de tours ; la vitesse de rotation de l'anémomètre est proportionnelle à la vitesse du vent. De plus, à la fonction première de l'anémomètre est associée une seconde qui est la mesure de la direction du vent grâce à la girouette associée (Figure I-6).



Fig. I-6 : Ensemble anémomètre girouette

4-2-Pylônes de mesure

En général, les données éoliennes disponibles dans tous les pays ont été recueillies près des agglomérations. Les populations se regroupent dans des zones abritées des tempêtes et des temps violents ; par conséquent, les données fournies par les aéroports, les bases militaires et les stations météorologiques ne sont pas toujours représentatives des vents qui soufflent en des lieux particulièrement exposés, où le potentiel éolien de certaines zones peut être sous-estimé.

Il est donc nécessaire d'implanter des mâts dans des sites adéquats pour mesurer les paramètres du vent (Figure I-7). Ainsi, les règles de dégagement classiques de l'OMM (Organisation Météorologique Mondiale) sont de placer les capteurs à 10m au-dessus du sol et sur un terrain dégagé [6], devant respecter les critères suivants :

- Le pylône doit être installé à une distance au moins égale à dix fois la hauteur des obstacles environnants.
- Un objet est considéré comme un obstacle s'il présente une largeur angulaire supérieure à 10°.
- Les obstacles ne doivent pas dépasser une hauteur de 5,5m dans un rayon de 100m autour du pylône.
- Les obstacles de hauteur inférieure à 2m peuvent être négligés.
- Un changement de relief dans un rayon de 100m est aussi considéré comme un obstacle.
- Les capteurs doivent être situés à une distance minimale de quinze fois la largeur d'un obstacle mince (mât, arbre mince) qui dépassent une hauteur de 8m.



Fig. I-7 : Mât de mesure [13]

La mesure du vent n'est pas perturbée uniquement par les obstacles environnants ; la rugosité des terrains exerce une influence. Pour l'OMM, le vent de surface est le vent qui souffle à une hauteur géométrique de 10m sur un site ayant une longueur de rugosité égale à 0,03m. C'est en quelque sorte un vent de référence dont on connaît les conditions exactes de mesure. La classification proposée pour la mesure du vent est donc double. Une première classification concerne la rugosité du terrain environnant. La seconde concerne l'environnement proche et les obstacles éventuels.

4-2-1- La mesure des autres données météorologiques

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

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

4-2-2- La mesure du vent par télédétection

Le SODAR (Sonic Detection and Ranging) est un outil de mesure à distance utilisé pour les mesures météorologiques. Les données atmosphériques sont calculées en utilisant la vitesse du son. Les mesures sont effectuées par l'émission d'un signal acoustique dont l'écho

est analysé afin d'évaluer la vitesse, la direction du vent, ainsi que les turbulences atmosphériques.

D'une manière similaire, le LIDAR (Light Detection and Ranging) analyse le profil du vent au moyen d'un faisceau laser. Comme pour le SODAR, un rayon lumineux tridimensionnel de forme conique est envoyé dans l'atmosphère. Le décalage Doppler des émissions laser diffusées par les particules atmosphériques est mesuré en vue de définir les caractéristiques du vent.

Les mesures SODAR et LIDAR offrent la possibilité d'analyser des profils de vent à diverses altitudes et sur l'intégralité de la surface de l'éventuel rotor. Ceci est d'autant plus intéressant pour des projets comprenant des éoliennes à grand rotor avec des hauteurs importantes.

Bien que les techniques de mesures par télédétection intéressent de plus en plus les professionnels dans le secteur de l'éolien, le recours aux mâts de mesures reste essentiel lors du développement d'un projet. Les mesures SODAR et LIDAR sont souvent utilisés de manière complémentaire aux données collectées par le mât. Elles permettent d'affiner les données existantes, en améliorant la compréhension du profil du vent dans les zones complexes d'un site donné [14].

4-3-Les indicateurs biologiques

Lorsqu'aucune donnée n'est pas disponible, les arbres et les arbustes sont souvent considérés comme un bon indicateur qualitatif du vent. Ces derniers peuvent être déformés par les vents forts et les conditions rigoureuses. Putnam [15] a classé les déformations des arbres et leurs branches en fonction de la puissance du vent. La Figure I-8 montre le degré de déformation par les vents et le Tableau I-2 énonce l'indice de déformation de Griggs-Putnam par plages de vitesses de vent correspondantes

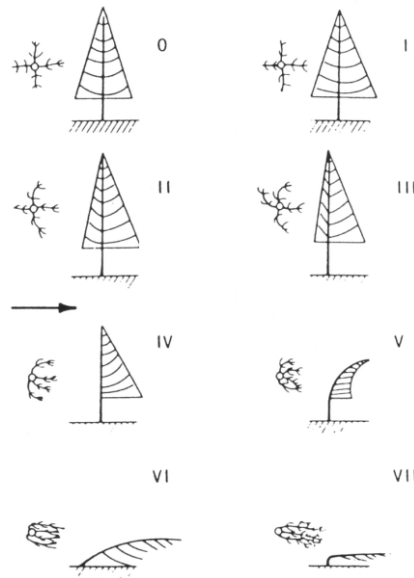


Fig. I-8 : Index des niveaux de déformation de Griggs-Ptunam[15]

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

Tab.I-2 : Indice de déformation de Griggs-Putnam[15]

4-4-Rose des vents

Sous une forme associée, les informations sur la vitesse et la direction du vent peuvent être représentées sur des roses des vents. Elles donnent la répartition du vent pour les différentes directions. La distribution des vitesses et des directions peut-être divisée en 8, 12, 16 ou 32 secteurs qui représentent les différentes directions.

Une rose des vents peut représenter trois types d'informations, à savoir : la fréquence, la vitesse moyenne du vent et la moyenne du cube.

La fréquence est le pourcentage du temps pour lequel le vent souffle d'une direction particulière comme indiqué sur la Figure I-9.a. La vitesse moyenne donne le produit de la fréquence avec la vitesse moyenne pour la direction correspondante (Figure I-9.b). L'énergie quant à elle donne le produit du pourcentage du temps et le cube de la vitesse du vent (Figure I-9.c).

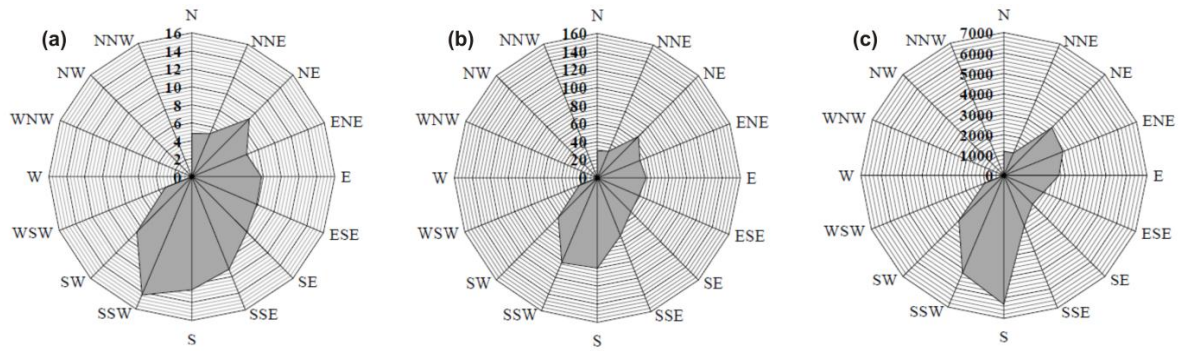


Fig. I-9 : Roses des vents à 16 directions, illustrant la distribution de la fréquence, la vitesse et l'énergie pour différentes directions.

Conclusion

Dans ce premier chapitre, nous avons passé en revue les principales définitions du vent. Nous avons défini les différents paramètres qui le régissent ainsi que d'autres grandeurs qui sont indispensables à sa mesure. Une autre partie de ce chapitre consistait en l'étude de l'atmosphère et sa structure. Ce chapitre va nous permettre dans un premier temps d'avoir une bonne connaissance des phénomènes régissant le vent et dans une deuxième étape de prendre en charge le problème posé à savoir l'optimisation de la rentabilité de l'utilisation de l'énergie éolienne.

Bibliographie

- [1] J. P.Triplet, G. Roche, Météorologie générale, seconde édition, Editions de la Météorologie Nationale, France, 1977, pp. 317
- [2] Hewitt C. N., Andrea V. Jackson (2003) Handbook of atmospheric science: principles and applications, Wiley-Blackwell, ISBN 0632052864, 633 pp.
- [3] L. Prandtl, Über die Flüssigkeitsbewegung bei sehr kleiner Reibung. Verhandlgn. d. III Intern. Math. Kongr. Heidelberg. 8.–13. August 1904. B.G. Teubner Verlag, Leipzig 1905, S. 485–491.
- [4] R. B. Stull, An introduction to boundary layer meteorology. Kluwer Academic Publishers, Pays Bas, pp. 680, ISBN 90-277-2768-6, 1988.
- [5] Garatt J.R., 1992. The atmospheric boundary layer. Cambridge University Press, Royaume Uni, pp. 334, ISBN 05-214-6755-4, 1992.
- [6] World Meteorological Organisation. Guide to meteorological instruments and methods of observation. WMO 2008, No. 8, 7th edition, pp1.5-9.
- [7] N. Fichaux, Evaluation Du Potentiel Eolien Offshore Et Imagerie Satellitale, Thèse de doctorat, Ecole des Mines de Paris, 2003, pp.13
- [8] N. Kasbadji Merzouk, Evaluation du gisement énergétique éolien. Contribution à la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie, Thèse de doctorat, Université Abou Bekr Belkaid Tlemcen, Unité de Recherche Matériaux et Energies Renouvelables URMER Tlemcen, 2006, pp.8
- [9] S.M. BOUDIA, Optimisation de l'évaluation du gisement éolien par simulation numérique dans la région côtière de l'ouest algérien ; cas de Béni-Saf, Mémoire de magister, Université Abou Bekr Belkaid Tlemcen, Unité de Recherche Matériaux et Energies Renouvelables URMER Tlemcen, 2009, pp.20
- [10] B. Denis et V. Parades, L'énergie éolienne, Projet de machine thermiques, INSA, Lyon, 2007, pp.15
- [11] Paul Gipe, Le Grand Livre de l'Eolien, Edition Le Moniteur, 2004, pp.26
- [12] Jean- Christian Lhomme, Les Energies Renouvelables, Deuxième Edition Réactualisée par Système Solaire, 2004, pp.41
- [13] Z. Durisic, J. Mikulovic, Assessment of the wind energy resource in the South Banat region, Serbia, Renewable and Sustainable Energy Reviews 16 (2012) 3014-3023.
- [14] M. Rapin, J.M. Noël, Energie Eolienne – Principes - Études de cas, Dunod, Paris, 2010.
- [15] Putnam, P.C., 1948 : Power from the wind. Van Nostrand Co., Inc., New York, 224pp.

Chapitre II

Les Capteurs éoliens

Introduction

Ce chapitre comprendra des généralités sur les éoliennes. Divisé en quatre parties, la première suivra l'évolution de l'utilisation de la force éolienne dans l'histoire. Dans la deuxième partie, nous définirons brièvement le concept de la machine. La troisième partie sera consacrée à la classification des éoliennes selon leur axe de rotation, les différents composants d'une éolienne à axe horizontale ainsi qu'aux différents domaines d'applications des éoliennes. La dernière partie quant à elle, comprendra la définition des différentes caractéristiques de l'énergie éolienne.

1-Historique

L'utilisation de la force du vent pour suppléer l'énergie humaine ou animale n'est pas nouvelle. La première utilisation de l'énergie éolienne, et sans doute la plus simple, a été la propulsion des bateaux à voiles. Cette énergie aidait le bateau à avancer et remplaçait l'énergie des galériens.

En moyen âge, les Perses furent les premiers à utiliser des éoliennes très simples à axe vertical pour irriguer leurs cultures et aider au meulage du grain. Ce type d'éoliennes va se répandre dans tout le monde arabe puis dans l'occident suite aux croisades.

Au 16ème siècle, elles ont été utilisées pour pomper de l'eau et couper le bois. En 1891, le danois Poul La Cour [1] inventa le premier aérogénérateur qui a pour but de produire de l'électricité. Aux débuts du 20ème siècle, a été marquée par la conception de la première éolienne à axe verticale, même si la puissance générée restait assez faible. Il faut attendre jusqu'à 1957 pour que la puissance atteigne les 200kW par le constructeur Danois Gedser. Mais ce n'est qu'après le premier choc pétrolier en 1973, quand les pays exportateurs de pétrole ont diminué leurs exportations que de nombreux pays se sont lancés dans le marché éolien.

Actuellement, les progrès technologiques, tant dans les domaines de l'électrotechnique, de l'électronique que dans celui des matériaux, font que l'on peut désormais disposer de machines aux performances étonnantes en terme de puissance produite, tout en limitant les impacts sur l'environnement [2].

2-Définition

Un aérogénérateur, plus communément appelé éolienne, est un dispositif qui transforme une partie de l'énergie cinétique du vent, c'est-à-dire le fluide en mouvement, en énergie

mécanique. Cette dernière est disponible sur un arbre de transmission puis en énergie électrique par l'intermédiaire d'une génératrice.

Les matériaux nécessaires à la fabrication des différents éléments dont la nacelle, le mât, les pales et le multiplicateur, doivent être technologiquement avancés et sont par conséquent onéreux. L'énergie éolienne fait partie des nouveaux moyens de production d'électricité décentralisée proposant une alternative plus au moins stable à l'énergie nucléaire et d'autres d'origine fossile. Sans pour autant, prétendre à les remplacer de nos jours si nous prenons en compte l'ordre de grandeur de la quantité d'énergie produite qui est largement plus faible. Les installations peuvent être réalisées sur terre mais également de plus en plus en mer. Ces dernières donnent naissance aux fermes éoliennes offshores, où la présence du vent est plus régulière. De plus, les éoliennes sont moins visibles et occasionnent moins de nuisances sonores.

3- Les différents types d'éoliennes

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

3-1- Les éoliennes à axe vertical

Ces éoliennes ont un axe de rotation à la verticale du sol et presque perpendiculaire à la direction du vent. Le principe de mise en mouvement de ce type de machine est identique à celui d'un anémomètre : les efforts exercés par le vent sur chacune des faces d'un corps creux sont d'intensités différentes.

Le principal avantage des machines à axe vertical est que le dispositif de génération électrique repose sur le sol, ne nécessitant donc pas l'édification d'une tour. Par ailleurs, une éolienne à axe vertical fonctionne quelle que soit la direction d'où souffle le vent, permettant donc de s'affranchir d'un dispositif d'orientation de la machine.

En revanche, le fait qu'une telle éolienne soit érigée près du sol signifie que le capteur d'énergie se situe dans une zone peu favorable (gradient de vent, turbulence due aux accidents du terrain en amont de la machine). Ce qui réduit significativement l'efficacité de la machine. Par ailleurs, le principe même de fonctionnement, basé sur des variations incessantes de charge aérodynamique sur les pales, fait que ces éoliennes sont très sujettes aux problèmes d'aéroélasticité. Enfin, pour des éoliennes de grande puissance, la surface occupée au sol par

le haubanage est très conséquente [3]. Les deux plus importantes conceptions d'éoliennes à axe vertical sont : Darrieus et Savonius.

3-2-Les éoliennes à axe horizontal

Ces éoliennes ont leur axe de rotation à l'horizontale du terrain mais aussi presque parallèle à la direction du vent. La majorité des éoliennes présentes dans le marché appartiennent à cette catégorie [3]. Même si elles nécessitent souvent un mécanisme d'orientation des pales, elles présentent néanmoins un rendement aérodynamique plus élevé. De plus, elles démarrent de façon autonome et présentent un faible encombrement au niveau du sol.

Le nombre de pales utilisé pour la production d'électricité varie classiquement entre 1 et 3, le rotor tripale étant le plus utilisé car il constitue un compromis entre le coefficient de puissance, le coût et la vitesse de rotation du capteur éolien [4]. Ce type d'éolienne a pris le dessus sur celles à axe vertical car elles représentent un coût moins important, elles sont moins exposées aux contraintes mécaniques et la position du récepteur à plusieurs dizaines de mètres du sol privilégie l'efficacité. Par contre, elle rend sa conception plus complexe mais aussi plus coûteuse [3].

3-2-1-Architecture d'une éolienne à axe horizontal

On peut considérer trois composants essentiels dans une éolienne : le rotor, la nacelle et la tour, comme illustrés sur la Figure II-2.

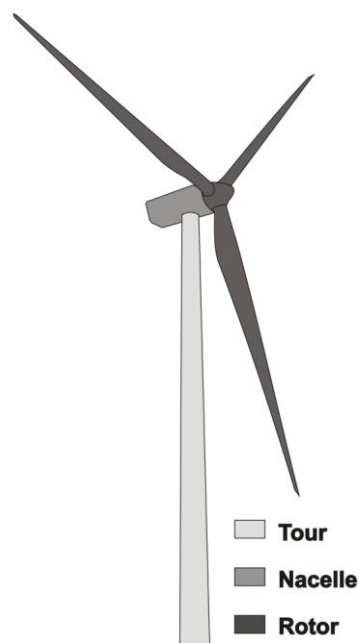


Fig. II-1 : composants d'une éolienne à axe horizontal

3-2-1-1-Le rotor et ses pales

Le rotor est le capteur d'énergie qui transforme l'énergie du vent en énergie mécanique. C'est un ensemble constitué des pales avec un nombre variable et de l'arbre primaire. La liaison entre ces éléments étant assurée par le moyeu.

Quant aux pales, elles sont en réalité le véritable capteur de l'énergie présente dans le vent. De leurs performances dépend la production d'énergie de l'installation, puis par conséquent l'intérêt économique de la machine.

3-2-1-2-La nacelle

Considérée comme une véritable salle des machines perchées dans le ciel, la nacelle regroupe tous les éléments mécaniques permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique : arbres lent et rapide, roulements, multiplicateur. Le frein à disque, différent du frein aérodynamique, qui permet d'arrêter le système en cas de surcharge. Le générateur qui est généralement une machine synchrone ou asynchrone et les systèmes hydrauliques ou électriques d'orientation des pales et de la nacelle. A cela viennent s'ajouter le système de refroidissement par air ou par eau, l'anémomètre et le système électronique de gestion de l'éolienne.

3-2-1-3-La tour

Le mât doit être le plus haut possible de manière à sortir le rotor du gradient de vent qui existe à proximité du sol, améliorant ainsi la captation de l'énergie. Il existe sur le marché trois grands types de tour, elle peut être haubanée, à treillis ou bien tubulaire. Cette dernière reste la plus répandue car elle permet d'abriter certains dispositifs de régulation ou de commande et apporte une protection évidente aux personnels chargés de la maintenance qui doivent grimper jusqu'à la nacelle. Son aspect esthétique est de plus un atout pour l'intégration visuelle harmonieuse de l'éolienne. Néanmoins, sa réalisation reste assez complexe par rapport aux deux autres types de mât.

3-2-2- Applications des éoliennes

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

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

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

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

On constate ainsi les applications électriques de l'énergie éolienne. D'une part, la complémentarité avec les moyens traditionnels de production, comme les centrales thermiques classiques ou nucléaires et les barrages pour des régions disposant d'une infrastructure existante. D'autre part, la possibilité de production sur des sites non raccordés à un réseau de distribution traditionnel. Il est particulièrement intéressant de souligner les possibilités offertes par l'énergie éolienne en ce qui concerne le désenclavement de régions peu urbanisées et ses applications dans les pays en voie de développement. Comme pour l'alimentation d'unités de désalinisation, la cogénération avec des groupes diesels et des panneaux photovoltaïques [2].

4-Potentiel énergétique

Compte tenu des nécessités de conversion de l'énergie cinétique due au vent en énergie mécanique, le potentiel éolien disponible subit une succession de pertes, jusqu'à la sortie de l'aérogénérateur [5]. Ainsi, seule une partie de la puissance éolienne disponible sur un site donné est réellement obtenue en fin de processus.

4-1-Conversion d'énergie aérodynamique en énergie électrique

Les systèmes de conversion d'énergie éolienne transforment l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique sur la turbine éolienne puis en énergie électrique via un aérogénérateur.

En effet, si nous considérons une masse d'air m , qui se déplace avec la vitesse v , l'énergie cinétique de cette masse E_c est [6] :

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \quad (\text{II.1})$$

Si, pendant l'unité de temps, cette énergie pouvait être entièrement récupérée à l'aide d'une hélice qui balaie une surface S , située perpendiculairement à la direction de la vitesse du vent. La puissance instantanée fournie serait, alors [7-10] :

$$P_v = \frac{1}{2} \rho S v^3 \quad (\text{II.2})$$

Où ρ est la masse volumique de l'air.

La puissance qui peut être fournie par une éolienne est fonction de trois principaux paramètres : l'énergie éolienne disponible, la courbe de puissance de la machine ainsi que la capacité de l'aérogénérateur à réagir aux fluctuations du vent [11-13].

4-1-1-Le coefficient de puissance

Parce que la vitesse en aval du dispositif de récupération n'est jamais nulle, la puissance ne peut être captée en sa totalité [14], le dispositif de conversion extrait une partie seulement P_m de la puissance incidente P_v . Ainsi, la puissance P_m disponible sur l'arbre d'un aérogénérateur s'exprime comme suit :

$$P_m = \frac{1}{2} \cdot C_p(\lambda) \cdot \rho \cdot S \cdot v^3 \quad (\text{II.3})$$

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

$$C_p = \frac{P_m}{P_v} \quad (\text{II.4})$$

4-1-2- Le coefficient de vitesse réduite

Pour décrire la vitesse de fonctionnement d'une éolienne, une grandeur spécifique est utilisée, dite la vitesse réduite λ . Elle représente le rapport entre la vitesse tangentielle en bout de pales de la turbine et de la vitesse du vent (Figure II-2). Ainsi, la vitesse réduite est donnée par la relation suivante :

$$\lambda = \frac{\Omega R}{v} \quad (\text{II.5})$$

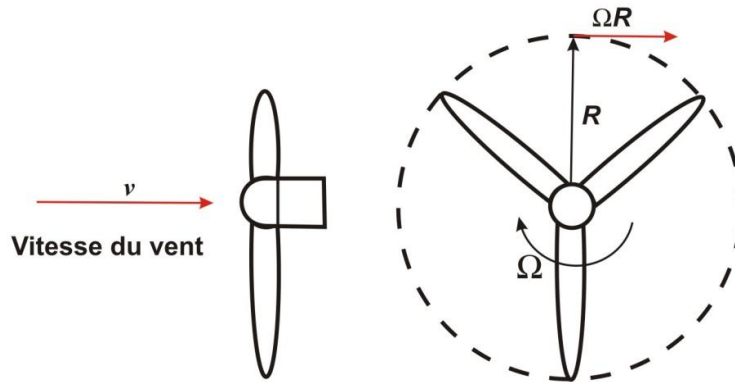


Fig. II-2 : vitesse du vent et vitesse tangentielle en bout de pales

Avec R le rayon de la voilure et Ω la vitesse de rotation.

4-1-3- Limite de Betz

On peut estimer la valeur maximale de ce rendement, par la formule de Betz [15]. Cette dernière démontre qu'indépendamment du modèle de turbine, seuls 16/27ièmes (59 %) de l'énergie cinétique du vent peuvent être transformés en énergies mécanique. Représentant ainsi la puissance maximale qui peut être récupérée par une éolienne. C'est la valeur maximale de ce coefficient qui correspond à la limite dénommée limite de Betz du coefficient de puissance:

$$C_p = \frac{16}{27} = 0,593 \quad (\text{II.6})$$

Cette limite n'est en réalité jamais atteinte et chaque éolienne est définie par son propre coefficient de puissance exprimé en fonction de la vitesse réduite λ .

4-1-4-Classement des types d'éoliennes en fonction du coefficient de puissance

La valeur du coefficient de puissance C_p dépend aussi de la vitesse de rotation de la turbine et peut s'exprimer en fonction de la vitesse réduite λ .

$$C_p = C_p(\lambda) \quad (\text{II.7})$$

Ainsi, et sur le plan aérodynamique, nous pouvons comparer les différents types de turbines en comparant leurs coefficients de puissance en fonction de la vitesse réduite λ comme donné dans la Figure II-3.

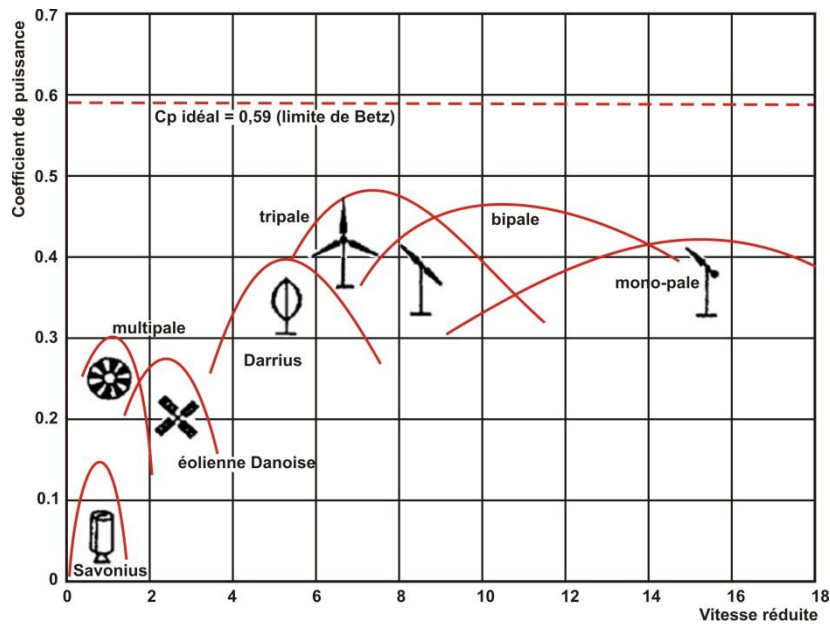


Fig. II-3 : Coefficients de puissance en fonction de la vitesse réduite λ pour différents types de turbines [16]

On remarque en tout premier lieu que les éoliennes à axe horizontal, dites à vitesse rapide, possèdent potentiellement un rendement plus important que les autres formules. Ceci explique leur domination dans le marché des machines actuelles, où la courbe du coefficient de puissance atteint son maximum pour une gamme de λ comprise entre 5 et 15.

Dans un premier temps, le coefficient de puissance augmente avec la vitesse réduite. Il atteint un maximum pour une certaine valeur de λ puis diminue même avec une augmentation de la vitesse réduite. Ces variations de $C_p(\lambda)$, restent bien en dessous de la limite de Betz. Elles dépendent de plusieurs propriétés aérodynamiques, mais essentiellement de plusieurs éléments dans la conception du rotor, notamment, dans le nombre de pales utilisées.

On remarque aussi que pour une éolienne tripale, le coefficient de puissance est maximal pour $\lambda = 7$, c'est-à-dire une vitesse périphérique en bout de pale égale à 7 fois la vitesse du vent. C'est pour une telle vitesse réduite que l'on maximise le rendement aérodynamique. Il est à noter aussi, qu'à diamètre et vitesse de vent donnés, une bipale devra avoir une vitesse de rotation bien plus élevée qu'une tripale.

Par contre, en utilisant le coefficient de couple C_c , défini par la relation :

$$C_p = \lambda \cdot C_c \quad (\text{II.8})$$

On comprend tout l'intérêt des petites machines. Ainsi, et pour des λ très faibles, elles possèdent intrinsèquement un couple très important. Dans ce cas, la présence d'un nombre important de pale contribue à la création du couple de démarrage et ce, avec très peu de vent. Par contre, dès que le vent se renforce, leurs caractéristiques de couple et de puissance s'effondrent rapidement [17].

4-1-5-Puissance d'une éolienne

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

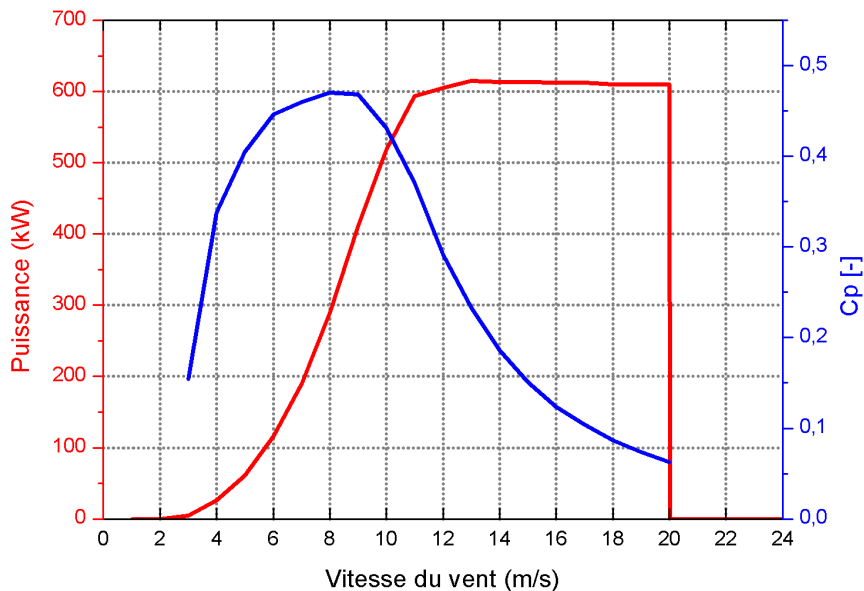


Fig. II-4 : Courbes de puissance et de coefficient de puissance pour une éolienne type de 600kW

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

On peut distinguer 4 parties sur cette courbe:

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

Quant à la courbe du coefficient de puissance représentée en bleu sur la Fig.II-4, il est à noter que même si l'efficacité moyenne d'une telle éolienne soit normalement supérieure à 20%, celle-ci varie considérablement en fonction de la vitesse du vent. Le coefficient de puissance tient compte de la limite de Betz. C'est pour cela qu'il sera toujours inférieur à cette limite. Il est de l'ordre de 35% pour une éolienne à axe horizontal il ne dépasse pas 10% pour une éolienne à axe vertical.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté la machine éolienne, en donnant les généralités sur son évolution, son utilisation, les deux grandes familles des aérogénérateurs, les différents composants d'une éolienne à axe horizontale et ses domaines d'applications. Dans une deuxième partie, les différentes caractéristiques de l'énergie éolienne ont été présentées en définissant plusieurs. Ce deuxième chapitre nous permettra de mieux cerner le choix de l'aérogénérateur approprié pour un site avec un potentiel éolien donné.

Bibliographie

- [1] Poul La Cour, Regulering af vindkraft og andre kraftmaskiner: foredrag i det kgl. d. Landhusholdningsselskab den 5te oktober 1892
- [2] Leconte P., Rapin M., Szechenyi E., Eoliennes, Techniques de l'Ingénieur, traité Génie mécanique, Réf : BM 4 640, (2001).
- [3] Sathyajith Mathew; Wind energy fundamentals, resource analysis and economics. Springer, New York (2006).
- [4] O. De Vries, On the theory of the horizontal-axis wind turbine, Annual Review of Fluid Mechanics, 15(1983)77 - 96
- [5] WMO Technical Note 175, Meteorological aspects of the utilization of wind as an energy source. WMO, Geneva, 1981.
- [6] Martine O. L. Hansen, "Aerodynamics of Wind Turbines", Second edition published by Earthscan in the UK and USA, 2008.
- [7] N. Eskin, H. Artar, S. Tolun, Wind energy potential of Gökçeada Island in Turkey, Renewable and Sustainable Energy Reviews 12(2008)839–51
- [8] Chang TJ, Wu YT, Hsu HY, Chu CR, Liao CM. Assessment of wind characteristics and wind turbine characteristics in Taiwan. Renew Energy 2003;28:851–871.
- [9] Oztopal A, Sahin AD, Akgun N, Sen Z. On the regional wind energy potential of Turkey. Energy 2000;25: 189–200.
- [10] Lu L, Yang H, Burnett J. Investigation on wind power potential on Hong Kong islands—an analysis of wind power and wind turbine characteristics. Renew Energy 2002;27:1–12.
- [11] Mike Robinson, Paul Veers, Wind Turbine Control Workshop, Santa Clara University, Santa Clara, CA, June, 1997.
- [12] S.A. Salle, D. Reardon, W.E. Leithead, M.J. Grimble, Review of wind turbine control, Int. J. Control 52 (6) (1990) 1295-1310.
- [13] E. Muljadi, C.P. Butterfield, P. Migliore, Variable speed operation of generators with rotor-speed feedback in wind power applications, Fifteenth ASME Wind Energy Symposium, Houston, Texas, 1996.
- [14] D.M. EGGLESTON, F.S. STODDARD, Wind turbine engineering design, Van Nostrand Reinhold Company, New York, 1987.
- [15] Betz A. Das Maximum der theoretisch möglichen Ausnützung des Windes durch Windmotoren. Zeitschrift für das gesamte Turbinenwesen 1920; 26: 307–309.
- [16] E. HAU. Wind Turbine, Fundamentals, technologies, Application, Economics .Springer, 2000.
- [17] M. Rapin, J.M. Noël, Energie Eolienne – Principes - Études de cas, Dunod, Paris, 2010.

Chapitre III

*Etude statistique, profil vertical
et potentiel éolien*

Introduction

Dans ce chapitre nous allons présenter les différents modèles utilisés pour la modélisation de la vitesse du vent et pour l'estimation de la production énergétique d'une éolienne normalisée. Dans un premier temps nous aborderons l'étude du potentiel éolien. Nous allons définir la distribution de Weibull, une fonction à deux paramètres qui a l'avantage de nous permettre l'interprétation des résultats. L'influence des paramètres de Weibull sur la distribution statistique des vitesses du vent sera donnée avec la présentation des méthodes utilisées pour leur détermination. La deuxième partie abordera les différents modèles pour l'extrapolation verticale de la vitesse du vent et des deux paramètres de Weibull. Dans la troisième partie de ce chapitre nous présenterons les méthodes utilisées pour évaluer la densité de puissance, la densité énergétique moyenne sur un site donné ainsi que la puissance moyenne et l'énergie pouvant être extraite d'une éolienne type. Nous avons présenté dans la dernière partie la classification PNL (Pacific Northwest Laboratory), largement utilisée pour répertorier les sites étudiés en fonction de leur potentiel éolien.

1-Potentiel éolien

Le potentiel éolien dans une région donnée se calcul à partir des distributions de la vitesse moyenne. Lorsqu'on dispose de mesures de vent, l'information peut être représentée sous forme d'histogramme Ce dernier illustre la variation de la fréquence relative des vitesses de vent.

La modélisation de la distribution de la vitesse du vent se fait à partir de plusieurs modèles [1], présents dans la littérature qui sont utilisées pour ajuster les distributions de la vitesse du vent sur une période de temps. Le modèle le plus utilisé pour caractériser la distribution des vitesses du vent est la distribution de probabilité de Weibull [2]. Les avantages de l'utilisation de la fonction de Weibull à deux paramètres ont été mis en évidence par Justus et al.[3-4].

1-1-La distribution de Weibull

Sa fonction exponentielle à deux paramètres permet de caractériser la distribution fréquentielle des vitesses de vent sur une période donnée. Elle comprend un paramètre d'échelle A (m/s) qui renseigne sur la moyenne du vent caractéristique du site et un paramètre de forme k (sans unité) indiquant quant à lui le caractère plus ou moins pointu de la distribution. Sa densité de probabilité se présente sous la forme :

$$f(v) = \left(\frac{k}{A}\right) \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k} \quad (\text{III.1})$$

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

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

$$F(v) = \int f(v)dv = 1 - e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k} \quad (\text{III.2})$$

Pour $k = 3.6$ on obtient l'approximation d'une distribution gaussienne. Pour $k = 1$, on obtient une loi exponentielle [5] et on obtient la distribution de Rayleigh qui est un cas particulier de la distribution de Weibull pour $k = 2$ [6].

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

$$V_m = \int_0^{\infty} v f(v) dv \quad (\text{III.3})$$

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

$$V_m = \int_0^{\infty} v \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k} dv \quad (\text{III.4})$$

La formule donnée peut être arrangée comme suit :

$$V_m = k \int_0^{\infty} \left(\frac{v}{A}\right)^k e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k} dv \quad (\text{III.5})$$

En posant :

$$x = \left(\frac{v}{A}\right)^k \quad \text{on obtient :} \quad dv = \frac{A}{k} x^{\left(\frac{1}{k}-1\right)} dx \quad (\text{III.6})$$

En remplaçant dv dans l'équation III.5, on obtient :

$$V_m = A \int_0^{\infty} e^{-x} x^{1/k} dx \quad (\text{III.7})$$

Sachant que la formule Gamma s'écrit sous la forme suivant :

$$\Gamma_n = \int_0^{\infty} e^{-x} x^{n-1} dx \quad (\text{III.8})$$

Et en posant

$$n = \frac{1}{k} + 1 \quad (\text{III.9})$$

La vitesse moyenne du vent peut s'écrire sous la forme suivante :

$$V_m = A \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (\text{III.10})$$

1-2-La distribution hybride de Weibull

Sur les sites où la fréquence des vents calmes est relativement importante, la distribution de Weibull ne répond pas parfaitement à la situation [7]. En effet, cette proportion assez significative des vents calmes ne peut être négligée, du fait que le facteur k se rapproche de la valeur 1, représentant ainsi une distribution exponentielle (voir Figure III-1). Dans ce cas, la distribution hybride de Weibull est utilisée. Elle définit pas la fonction suivante :

$$f(v) = (1 - F_0) \left(\frac{k}{A}\right) \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{A}\right)^k\right] \quad (\text{III.11})$$

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

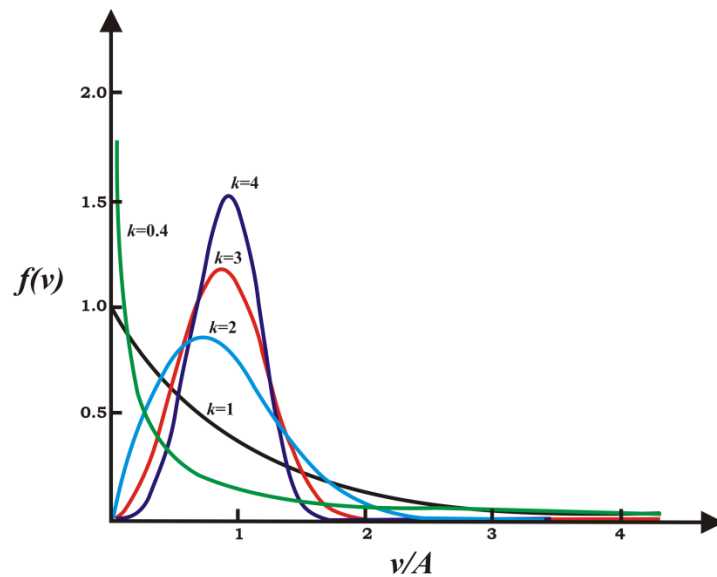


Fig.III-1 : Influence des valeurs du paramètre k sur la forme des distributions [5]

1-3-Influence des paramètres Weibull sur la distribution statistique des vitesses de vent

Le facteur de forme k et le facteur d'échelle A de la loi de Weibull ont des influences différentes sur la distribution statistique des vitesses de vent. Le facteur d'échelle A est relié directement à la vitesse moyenne du vent par la relation (III.10). Pour une même valeur de k , l'augmentation de la valeur de A représente une augmentation de la valeur moyenne. C'est-à-dire une augmentation du nombre de vitesses de vent élevées et une diminution du nombre de

vitesse faibles. La courbe de distribution des vitesses de vent est alors plus aplatie et avec un maximum qui se décale vers la droite.

Par contre, si l'on augmente la valeur du paramètre k en fixant celle de A , la courbe de distribution des vitesses de vent devient plus étroite. Son maximum augmente et est décalé vers la droite. On a un plus grand nombre de vitesses de vent autour de la moyenne alors que le nombre de vitesses de vent faibles et le nombre de vitesses de vent élevées diminuent.

1-4- Influence des paramètres de Weibull sur la qualité du potentiel éolien

Sachant que la puissance théorique moyenne développée par une éolienne est directement proportionnelle au cube de la vitesse moyenne. Les paramètres de Weibull A et k permettent d'accéder directement aux caractéristiques du potentiel éolien. La figure III-2 montre un exemple du calcul de la puissance pour un couple de paramètres A et k . Pour une rentabilité optimale des éoliennes, les valeurs de A devraient être comprises entre 6 et 15m/s [8]. Ceci résulte des courbes de puissance optimales des éoliennes. Les valeurs optimales de k pour obtenir une forte puissance sont les valeurs proches de 1,5 de façon à ce que la distribution en puissance ait un étalement suffisant [5]. Avec A constant, et à k supérieur à 1,5 les distributions étalées offriront un meilleur potentiel que les distributions pointues.

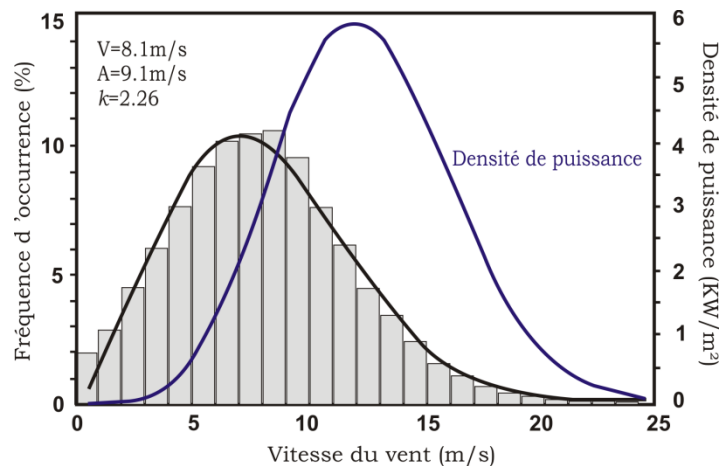


Fig.III-2 : Influence Potentiel éolien calculé à partir des paramètres A et k [5]

1-5-Détermination des paramètres de Weibull

Il existe plusieurs méthodes [4, 9-12] pour analyser un régime des vents par la distribution de Weibull afin d'estimer les paramètres A et k . Citons parmi elles :

- La méthode des moindres carrés
- La méthode des moments
- La méthode de l'écart type
- La méthode du maximum de vraisemblance
- La méthode du maximum de vraisemblance modifiée

Les méthodes les plus utilisés que nous allons présenter sont la méthode des moindres carrés, dite méthode graphique et la méthode du maximum de vraisemblance.

1-5-1- La méthode graphique

C'est une méthode graphique basée sur la fonction cumulative de Weibull, en la transformant en une forme linéaire en adoptant des échelles logarithmiques [13-14]. L'expression de la distribution cumulée de la vitesse du vent donnée dans l'équation (III.2) peut-être réécrite sous la forme suivante :

$$1 - F(v) = e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k} \quad (\text{III.12})$$

En traçant la droite qui représente le logarithme népérien de la fonction cumulative en fonction du logarithme népérien de la vitesse de vent, on obtient la relation :

$$\ln\{-\ln[1 - F(v)]\} = k \ln(v_i) - k \ln(A) \quad (\text{III.13})$$

Le facteur k représente la pente de la droite. Le produit $-k \ln(A)$ représente l'ordonnée à l'origine.

Cette transformation logarithmique est la base de la méthode graphique et son application exige que les données de vitesse du vent soient en format de fréquence de distribution cumulative. [9]

1-5-2-La méthode du maximum de vraisemblance

C'est une méthode itérative de détermination des paramètres de Weibull, où k et A sont donnés par les relations suivantes [15,16] :

$$k = \left[\frac{\sum_{i=1}^n v_i^k \ln(v_i)}{\sum_{i=1}^n v_i^k} - \frac{\sum_{i=1}^n \ln(v_i)}{n} \right] \quad (\text{III.14})$$

$$A = \left[\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i^k \right]^{1/k} \quad (\text{III.15})$$

Où v_i vitesse non nulle du vent à un instant i et n le nombre de données de vitesses de vent non nulles.

Cette méthode utilise une équation algébrique non-linéaire qui ne possède pas de solution analytique. L'estimation des paramètres de Weibull via la méthode du maximum de vraisemblance est difficile parce qu'elle doit être résolue numériquement par un processus itératif. Une fois le paramètre de forme devient optimal, il est remplacé dans l'autre équation pour trouver le facteur d'échelle.

1-6-Comparaison entre les différentes méthodes

Parmi les différentes études présentées dans la littérature, dans le but de comparer entre elles à fin de déterminer les paramètres de Weibull, nous avons choisis de donner les résultats de trois études [9, 11-12]. Ces dernières sont en adéquation avec d'autres travaux, récents et moins récents.

-Travail de Seguro et Lambert [9] : dans leur travail, ils recommandent la méthode du maximum de vraisemblance pour estimer les paramètres de Weibull. Démontrant que cette dernière est la plus appropriée en terme de simulation sur ordinateur ; comparativement à la méthode graphique qui est non seulement moins précise par rapport à la première mais aussi moins robuste, affectée par des variables externes.

-Travail de Chang [11] : en comparant la performance de six méthodes numériques pour déterminer les paramètres de Weibull, l'auteur a donné la méthode du maximum de vraisemblance présentant une meilleure performance que les autres et la recommande. Cette dernière a donné le plus faible taux d'erreur comparativement à la méthode graphique qui a donné la plus faible performance. Et bien que la précision augmente considérablement quand

le nombre de donnée devient plus important pour les six méthodes, celle du maximum de vraisemblance fournit une estimation bien plus précise des deux paramètres de Weibull, comparativement aux autres méthodes.

-Travail de Costa Rocha et al. [12] : dans la même démarche que le travail de Chang [11], leur travail a consisté dans la comparaison de la performance de sept méthodes. Ils ont donné la méthode graphique parmi les moins efficaces dans l'ajustement des courbes de la distribution de Weibull. Tout en mettant en avant les méthodes numériques qui utilisent les itérations mathématiques dans la détermination des paramètres de Weibull étant celles qui présentent les plus petites erreurs dans le réglage des courbes de distribution. Par conséquent, ces méthodes itératives bien qu'elles soient chargées en calculs, sont recommandées pour une utilisation qui nécessitent une grande précision.

2- Profil vertical de la vitesse du vent

Dans la couche limite de surface, le vent varie avec la rugosité du terrain et avec l'altitude. En effet, la rugosité du terrain qu'elle soit due aux obstacles naturels ou artificiels, freine le vent de façon plus ou moins marquée. C'est ainsi que, les montagnes, les collines, les forêts, les herbes, les buissons et les constructions, freinent considérablement le vent au sol. En revanche, les terrains sablonneux et les savanes sèches, influencent très peu les vitesses du vent. Comme conséquence, la vitesse du vent augmente avec la hauteur.

Pour retrouver la vitesse du vent à un niveau différent du point de mesure, on procède à une extrapolation verticale des données du vent. Cette dernière passe par l'élaboration d'un profil de la vitesse du vent en fonction de la hauteur. Ces profils dépendent de fonctions implicites dont l'expression diffère selon le cas de stabilité atmosphérique. Souvent, dans la littérature, on suppose que l'atmosphère est neutre afin d'annuler la valeur de la fonction implicite.

En utilisant des expressions établies à partir de l'analyse du profil vertical du vent, nous distinguons généralement deux cas pour l'extrapolation verticale de la vitesse du vent, [17]:

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

- L'extrapolation verticale de la vitesse du vent à long terme liée aux résultats de l'étude statistique en occurrence par l'extrapolation des paramètres de Weibull.

2-1- Extrapolation verticale de la vitesse du vent

Pour retrouver la vitesse du vent à un niveau différent du point de mesure, on procède souvent à une extrapolation verticale des données du vent. La majorité des travaux, sur la variation du vent avec la rugosité et avec l'altitude dans la couche limite de surface, est basée sur la théorie de similitude de Monin-Obukhov de 1954 [18]. Cette dernière constitue le fondement de la quasi-totalité des travaux sur le profil du vent et l'extrapolation verticale de la vitesse.

2-1-1- La loi Log-lineaire

La variation du module du vent avec la hauteur se produit essentiellement dans la couche de surface, dans laquelle on considère les flux comme conservatifs, où elle suit une loi de logarithmique. L'expression suivante est issue de la théorie de similitude de Monin-Obukhov [18], où la vitesse du vent horizontal V_h est exprimée en fonction de la longueur de rugosité du terrain Z_0 et de la hauteur Z_h :

$$V_h = \left(\frac{u_*}{\kappa} \right) \left[\ln \left(\frac{Z_h}{Z_0} \right) + \psi_m \left(\frac{Z_h}{L} \right) \right] \quad (\text{III.16})$$

Avec :

u_* la vitesse de friction en m/s

κ la constante de Von-Karman supposée égale à 0.4

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

Bien que cette relation ait été initialement développée à partir d'une expérience au Kansas avec une hauteur de mesure ne dépassant pas les 32m [19], cette loi reste valable pour de grands intervalles en hauteur en comprenant le phénomène de la stabilité atmosphérique [20].

La fonction de stabilité ψ_m , qui prend en compte la stratification thermique de l'atmosphère est une fonction empirique qui dépend des conditions de stabilité de la couche de surface [20-23]. Elle est déterminée par le rayonnement solaire du site étudié [24]. Plusieurs auteurs [22,25] ont proposé des approximations qui sont décrites pour les différents états de stabilité de l'atmosphère et sont données par :

- Pour des conditions stables $\left(\frac{Z_h}{L} > 0\right)$:

$$\psi_m\left(\frac{Z_h}{L}\right) = -4.7\left(\frac{Z_h}{L}\right) \quad (\text{III.17})$$

- Pour des conditions neutres $\left(\frac{Z_h}{L} \approx 0\right)$:

$$\psi_m\left(\frac{Z_h}{L}\right) = 0 \quad (\text{III.18})$$

- Pour des conditions instables $\left(\frac{Z_h}{L} < 0\right)$:

$$\psi_m\left(\frac{Z_h}{L}\right) = 2\ln\left(\frac{1+x}{2}\right) + \ln\left(\frac{1+x^2}{2}\right) - 2\tan^{-1}(x) + \frac{\pi}{2} \quad (\text{III.19})$$

Avec

$$x = \left(1 - 15\frac{Z_h}{L}\right)^{\frac{1}{4}} \quad (\text{III.20})$$

Comme reporté dans l'étude d'Irwin [25] et de Zannetti [26], l'inverse de la longueur L appelée aussi Longueur de la stabilité peut être calculée en fonction de la rugosité Z_0 par la relation suivante [27] :

$$\frac{1}{L} = a(Z_0)^b \quad (\text{III.21})$$

Où les coefficients a et b sont présentés sous forme de tableau dans l'étude de Zannetti [26] en fonction de chaque classe de stabilité. Ces dernières sont elles-mêmes tirées des meilleurs ajustements donnés par Liu et al. [28].

Quant au rapport $\frac{u_*}{\kappa}$, il peut être calculé en utilisant l'équation (III.16) pour v_1 à la hauteur Z_1 une fois v_1 connue :

$$\frac{u_*}{\kappa} = \frac{V_1}{\ln\left(\frac{Z_1}{Z_0}\right) + \psi_m\left(\frac{Z_1}{L}\right)} \quad (\text{III.22})$$

Ainsi, à partir des mesures à Z_1 , v_2 peut-être estimée toujours en transformant l'équation (III.16) comme suit :

$$V_2 = V_1 \frac{\ln\left(\frac{Z_2}{Z_0}\right) + \psi_m\left(\frac{Z_2}{L}\right)}{\ln\left(\frac{Z_1}{Z_0}\right) + \psi_m\left(\frac{Z_1}{L}\right)} \quad (\text{III.23})$$

L'expression (III.23) permet donc d'extrapoler verticalement la vitesse du vent, qui reste la plus complète. Elle est basée sur une combinaison de la loi de conservation de quantité de mouvement et de la théorie de la similarité qui profite des mesures empiriques. Si les paramètres atmosphériques u_* , Z_0 et L sont connus, le profil de vitesse du vent peut être extrapolé. Ces profils seront valides pour la plupart des conditions atmosphériques, qu'elles soient stables, instables ou neutres. Toutefois, celle-ci est la plus lourde à appliquer. En effet, elle présente l'inconvénient d'avoir à mesurer les flux de surface de chaleur sensible et de quantité de mouvement.

Sachant que La longueur de Monin-Obukhov L qui permet de qualifier l'importance relative de la turbulence mécanique et de la turbulence convective, à une altitude donnée est donnée par [18] :

$$L = -\frac{u_*^3 \cdot \rho \cdot C_{mp} \cdot T_p}{g \cdot \kappa \cdot q} \quad (\text{III.24})$$

Avec :

ρ : Masse volumique de l'air en kg/m^3

u_* : Vitesse de frottement en m/s

C_{mp} : Chaleur massique de l'air à pression constante en J/kg.K

T_p : Température de l'air en $^\circ\text{K}$

g : Constante de gravité égale à 9.81 m/s^2

κ : Constante de Von Karman supposée égale à 0.4

q : Flux moyen de chaleur dans la direction verticale en W/m .

Ainsi, lorsque :

- $q = 0 \Rightarrow L \rightarrow \infty$, le gradient vertical de température est adiabatique et l'atmosphère neutre ;
- $q < 0 \Rightarrow L > 0$, le gradient vertical de température est positif et l'atmosphère stable ;
- $q > 0 \Rightarrow L < 0$, le gradient vertical de température est négatif et l'atmosphère instable.

Où, la détermination de ces paramètres n'est pas toujours évidente et ce défi reste discutable en comparaison avec d'autres lois d'extrapolation verticale.

2-1-2-Loi Logarithmique

Pour des conditions neutres, la fonction universelle est nulle $\psi_m\left(\frac{Z_h}{L}\right) \approx 0$. La loi Log-linaire est réduite à un profil bien connu et largement utilisé dit logarithmique [29]. Ainsi, à partir de l'équation (III.23), la loi logarithmique s'écrit sous la forme :

$$V_2 = V_1 \frac{\ln\left(\frac{Z_2}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{Z_1}{Z_0}\right)} \quad (\text{III.24})$$

Cette loi logarithmique qui dépend que de la longueur de la rugosité Z_0 , n'est valable que pour un profil près du sol, à une hauteur inférieure à 50m [30], pour des terrains relativement plats et non accidentés [25,31].

2-1-3-Loi de puissance

Les informations requises pour les deux lois précédentes n'étant pas toujours accessibles, Justus et Mikhail [47] ont préféré assimiler l'augmentation de la vitesse du vent avec la hauteur, dans la couche de surface, à une loi de puissance :

$$\frac{V_2}{V_1} = \left(\frac{Z_2}{Z_1}\right)^\alpha \quad (\text{III.25})$$

Cette loi de puissance ne dépend que d'un seul paramètre α , qui est l'exposant de friction ou de Hellman, également connu en tant que coefficient de cisaillement du vent. Sa valeur dépend de plusieurs facteurs [20,24-25,30,32-33] comme la vitesse du vent [49], la stabilité atmosphérique [50] et les caractéristiques du sol [51] (topographie et rugosité Z_0). En effet, c'est une formule d'ingénierie utilisée pour exprimer le degré de stabilité [20] ou le niveau des turbulences [30] via un seul paramètre α mais sans aucune base physique.

En outre, aucune information sur les caractéristiques de la rugosité Z_0 autour de la zone du mât de mesure n'est incluse dans l'expression de la loi de puissance [34] dont la validité est conditionnée dans la basse atmosphère [20].

Selon plusieurs études menées à travers différents endroits dans le monde [20-21,24-25,30,32,35-38] et pour une utilisation pratique, les valeurs du coefficient de friction ont été résumées dans des tableaux en fonction du type du terrain et de sa rugosité. Ainsi, l'exposant α peut varier de 0.1 dans des terrains plats à 0.4 dans des zones urbaines comprenant des bâtiments élevés [30,39]. Le Tableau III-1 donne la valeur du coefficient de friction α pour différentes natures du terrain [24,64-65]. Cependant, le coefficient en question reste aussi un

nombre très variable pour le même terrain, allant de 1/7 pendant la journée à plus de 1/2 le soir [20,40].

Tab. III-1 valeur du coefficient de friction α pour différents types de terrain [24,64-65]

Type du terrain	Coefficient de friction, α
Lacs, océans et terrains lisses	0.10
Prairies	0.15
Cultures hautes avec haies et arbustes	0.20
Terres très boisées	0.25
Petites villes avec arbres et arbustes	0.30
Zones urbaines avec gratte-ciels	0.40

Cette loi de puissance a des avantages liés à sa simplicité, le principal étant de pouvoir extrapoler le profil du vent à partir d'une seule mesure de vitesse. Ainsi, cette formule peut bien représenter un profil de vitesse moyenné dans le temps. Mais comme ce modèle est complètement empirique avec un coefficient de cisaillement fort probablement relié au profil de la température et de la rugosité, des quantités qui changent avec le temps, une grande précision des estimations restent discutables.

De l'équation (III.25), l'exposant α peut être directement calculé une fois V_1 et V_2 mesurées :

$$\alpha = \frac{\ln(V_2) - \ln(V_1)}{\ln(Z_2) - \ln(Z_1)} \quad (\text{III.26})$$

A l'inverse, de nombreuses méthodes ont été développées pour estimer α , lorsque des données en surface sont disponibles. Comme la vitesse à hauteur de l'anémomètre et la rugosité du terrain.

2-1-3-1-Loi de puissance 1/7ème

L'équation (III.25) est également appelée loi de puissance 1/7ème lorsque la valeur de l'exposant α est égale à 1/7, soit 0.143.

$$\frac{V_2}{V_1} = \left(\frac{Z_2}{Z_1} \right)^{1/7} \quad (\text{III.27})$$

Cette loi a été utilisée dans plusieurs études à travers différents points du globe ; cependant, elle reste appropriée que pour des terrains à faible valeurs de rugosité $Z_0 < 0.01m$. Ou tout au plus pour des terrains ruraux, bien exposés aux vents et cela à fin de décrire le

profil vertical du vent allant jusqu'à 100m [30,34,41-46] et pour des conditions quasi-neutres (adiabatiques) [47].

A cela, Hussain [48] indique que le coefficient de friction du vent est égal à 1/7 que dans des cas particuliers de vitesse du vent comprise entre 5 et 6m/s. Ainsi, il la considère comme étant une relation exponentielle qui doit être utilisée que dans des sites à grands vents.

Néanmoins, plusieurs études [4,42,47,52-53,59,61-63] qui portent sur la détermination de l'exposant α montrent qu'une valeur donnée constante au coefficient de friction du vent reste une mauvaise approximation. Son étude et sa détermination doivent être traitée en le considérant comme étant un paramètre statistique, qui varie en fonction de la stabilité atmosphérique, la rugosité du sol, l'heure de la journée, des saisons de l'année, de la vitesse du vent ainsi que de la hauteur.

2-1-3-2-Loi de puissance Justus C.G. et Mikhail 1976

L'équation (III.25) a été reprise par Justus et al. [47] en proposant une expression permettant l'estimation du coefficient de friction α afin de tracer le profil vertical permettant ainsi l'extrapolation instantanée des vitesses du vent. Elle s'écrit sous la forme suivante :

$$\alpha = a + b \cdot \ln V_1 \quad (\text{III.28})$$

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

$$a = \frac{0.37}{1 - 0.088 \cdot \ln\left(\frac{Z_1}{10}\right)} \quad (\text{III.29})$$

Et

$$b = \frac{-0.088}{1 - 0.088 \cdot \ln\left(\frac{Z_1}{10}\right)} \quad (\text{III.30})$$

Le coefficient α s'écrit sous la forme suivante

$$\alpha = \frac{0.37 - 0.088 \cdot \ln(V_1)}{1 - 0.088 \cdot \ln\left(\frac{Z_1}{10}\right)} \quad (\text{III.31})$$

2-1-3-3- Modèles de similitude

Le modèle de similarité est basé sur la théorie de similitude de Monin-Obukhov [18]. Panofsky et al. [57] ont étudié la corrélation entre la longueur de rugosité et la stabilité atmosphérique avec le coefficient de friction α . D'après un certain nombre d'études [58-59],

elle ne s'applique qu'aux terrains relativement plats au sein de la sous-couche de la couche limite atmosphérique. Panofsky et Dutton [60] ont proposé la formulation semi-empirique pour exprimer la relation de l'exposant α en fonction de la rugosité et de la stabilité atmosphérique :

$$\alpha = \frac{\Phi\left(\frac{Z_g}{L}\right)}{\ln\left(\frac{Z_g}{Z_0}\right) - \psi\left(\frac{Z_g}{L}\right)} \quad (\text{III.32})$$

L étant la longueur de Monin-Obukhov et Z_g la moyenne géométrique de la hauteur qui s'écrit sous la forme :

$$Z_g = \exp[\ln(Z_1) + \ln(Z_2)]/2 \quad (\text{III.33})$$

Φ et ψ sont des fonctions universelle de $\left(\frac{Z_g}{L}\right)$, où les approximations proposées par Irwin [25] peuvent être utilisées, pour des conditions stables, instables et neutres.

2-1-3-4-Modèles de loi de puissance modifiée

Afin de comparer la précision d'un modèle théorique avec la simplicité d'un modèle empirique, deux modèles modifiés ont été présenté.

2-1-3-4-1-Modèle de Mikhail et Justus

Mikhail et Justus [52] ont suggéré en 1981 d'estimer le coefficient de friction par la relation suivante :

$$\alpha_{m_1} = \frac{1}{\ln\left(\frac{Z_g}{Z_0}\right)} - \left(\frac{0.088}{1 - 0.088 \cdot \ln\left(\frac{Z_1}{10}\right)} \right) \cdot \ln\left(\frac{V_1}{V_n}\right) \quad (\text{III.34})$$

En introduisant le paramètre de la rugosité Z_0 et pour des conditions neutre de stabilité où $V_n = 6m/s$ et Z_g étant la moyenne géométrique de la hauteur.

2-1-3-4-2-Modèle de Mikhail

Mikhail [53] en 1985 a repris le modèle modifié [52] et a proposé un modèle qui dépend toujours de la rugosité de la surface, de la hauteur de l'anémomètre et de la vitesse du vent. Cependant, il prend en considération des conditions de stabilité moyennes. Le modèle est basé sur le modèle de la loi de puissance et le modèle de similitude où le coefficient modifié α_{m_2} est donnée par :

$$\alpha_{m_2} = a_m + b \cdot \ln(V_1) \quad (\text{III.35})$$

Avec

$$a_m = \frac{1}{\ln\left(\frac{Z_g}{Z_0}\right)} + \left(\frac{0.088}{1 - 0.088 \cdot \ln\left(\frac{Z_1}{10}\right)} \right) \quad (\text{III.36})$$

L'expression du coefficient modifié devient ainsi :

$$\alpha_{m_2} = \frac{1}{\ln\left(\frac{Z_g}{Z_0}\right)} + \left(\frac{0.088 - 0.088 \cdot \ln(V_1)}{1 - 0.088 \cdot \ln\left(\frac{Z_1}{10}\right)} \right) \quad (\text{III.37})$$

2-1-3-5-Loi de puissance dite à coefficient variable

La valeur de l'exposant α de l'équation (III.31) n'est valable que pour une gamme usuelle de rugosité de la surface du sol $0.5 > Z_0 > 0.05m$ [54]. Ainsi, et pour tenir compte des différentes valeurs de la rugosité du terrain, Knidiri et Laouina [55] lors de l'établissement de l'atlas éolien du Maroc en 1986, ont proposé d'écrire l'expression sous la forme suivante :

$$\alpha = \frac{x - 0.088 \cdot \ln(V_1)}{1 - 0.088 \cdot \ln\left(\frac{Z_1}{10}\right)} \quad (\text{III.37})$$

Où, le coefficient x varie en fonction de la classe de rugosité comme suit :

- $x = 0.25$ pour $0.005 > Z_0 \geq 0m$
- $x = 0.31$ pour $0.05 > Z_0 \geq 0.005m$
- $x = 0.37$ pour $0.5 > Z_0 \geq 0.05m$
- $x = 0.48$ pour $4 > Z_0 \geq 0.5m$

Cette expression a été utilisée pour calculer la vitesse mensuelle et annuelle à des hauteurs allant à 100m lors de l'étude des caractéristiques du potentiel éolien au Maroc par Nfaoui et al. [56]

2-1-3-6- Modèle de Spera et Richards

D'après l'étude de Spera et Richards [61], le coefficient peut être calculé en fonction de la rugosité du terrain et de la vitesse de référence comme suit :

$$\alpha = \left(\frac{Z_0}{Z_1} \right)^{0,2} [1 - 0,55 \cdot \log(V_1)] \quad (\text{III.38})$$

Ce modèle a été dérivé d'un certain nombre d'observations faites à travers plusieurs endroits des Etats Unis. Et bien qu'il fut utilisé au centre de recherche Lewis de la Nasa [20] pour concevoir des éoliennes à grande échelle, il reste très peu utilisé dans l'étude du profil verticale de la vitesse du vent.

2-2-Extrapolation verticale des paramètres de Weibull

L'extrapolation verticale des données de vent à long terme, comprenant entre autres l'extrapolation verticale des deux paramètres de Weibull qui se fait suivant le modèle de la loi de puissance. Ainsi, pour des valeurs de A_1 et k_1 calculées à hauteur Z_1 , les valeurs A_2 et k_2 à une autre hauteur Z_2 peuvent être estimées en utilisant les modèles présentés ci-dessous.

2-2-1- Méthode de Justus et Mikhail 1976 [47]

$$k_2 = k_1 \left(\frac{1 - 0,088 \cdot \ln\left(\frac{Z_1}{10}\right)}{1 - 0,088 \cdot \ln\left(\frac{Z_2}{10}\right)} \right) \quad (\text{III.39})$$

$$A_2 = A_1 \left(\frac{Z_2}{Z_1} \right)^{\alpha_1} \quad (\text{III.40})$$

Où l'exposant α_1 est donné par la relation suivante

$$\alpha_1 = \frac{0,37 - 0,088 \cdot \ln(A_1)}{1 - 0,088 \cdot \ln\left(\frac{Z_1}{10}\right)} \quad (\text{III.41})$$

2-2-2- Méthode de Justus 1978 [62]

$$k_2 = k_1 \left(\frac{1}{1 - 0,088 \cdot \ln\left(\frac{Z_2}{Z_1}\right)} \right) \quad (\text{III.42})$$

$$A_2 = A_1 \left(\frac{Z_2}{Z_1} \right)^{\alpha_2} \quad (\text{III.43})$$

Avec α_2 donné par la relation suivante :

$$\alpha_2 = \frac{1}{\ln\left(\frac{Z_g}{Z_0}\right)} - 0.088 \cdot \ln\left(\frac{A_1}{6}\right) \quad (\text{III.44})$$

2-2-3- Méthode de Mikhail et Justus 1981 [52]

$$k_2 = k_1 \left(\frac{1 - 0.088 \cdot \ln\left(\frac{Z_1}{10}\right)}{1 - 0.088 \cdot \ln\left(\frac{Z_2}{10}\right)} \right) \quad (\text{III.45})$$

$$A_2 = A_1 \left(\frac{Z_2}{Z_1} \right)^{\alpha_3} \quad (\text{III.46})$$

Où l'exposant α_3 est donné par la relation suivante :

$$\alpha_3 = a_3 + b \cdot \ln(A_1) \quad (\text{III.47})$$

Avec a_3 et b sont données par :

$$a_3 = \frac{1}{\ln\left(\frac{Z_g}{Z_0}\right)} + \frac{0.088}{1 - 0.088 \cdot \ln\left(\frac{Z_1}{10}\right)} \quad (\text{III.48})$$

$$b = -\frac{0.088}{1 - 0.088 \cdot \ln\left(\frac{Z_1}{10}\right)} \quad (\text{III.49})$$

2-3-Extrapolation verticale de la vitesse moyenne

En raison de l'étroite corrélation entre la vitesse moyenne du vent et le paramètre d'échelle de Weibull, les relations qui servent à extrapoler la vitesse instantanée du vent, peuvent être appliquées pour approximer la vitesse moyenne \bar{V}_2 , à partir d'une vitesse moyenne \bar{V}_1 connue à hauteur Z_1 où [47] :

$$\frac{\bar{V}_2}{\bar{V}_1} = \left(\frac{Z_2}{Z_1} \right)^\alpha \quad (\text{III.50})$$

2-4- Estimation du coefficient de friction du vent par le model LES

Le coefficient de friction du vent α peut-être estimé par le traitement des données mesurées simultanément à plusieurs hauteurs, en appliquant la méthode LES.

Dans le but d'appliquer la technique LES, on utilise la forme suivante de l'équation (III.25) :

$$\ln\left(\frac{V_2}{V_1}\right) = \alpha \cdot \ln\left(\frac{Z_2}{Z_1}\right) \quad (\text{III.51})$$

Si l'ensemble des données de mesure sont disponibles pour deux niveaux de mesure uniquement, le coefficient α peut-être déterminé par la formule donnée dans l'équation (III.26) [66-68].

Par contre, si les données de mesure de la vitesse du vent sont disponibles à plus de 2 hauteurs, le système est redondant et il serait bien plus convenable d'appliquer la méthode LES [69]. En appliquant cette méthode à l'équation (III.51), on aboutira à la formule suivante qui définit une estimation optimale du coefficient α pour chaque intervalle de mesure i :

$$\alpha_i = \frac{M \cdot \sum_{j=1}^M \ln(V_{ij}) \cdot \ln(Z_j) - \sum_{j=1}^M \ln(Z_j) \cdot \sum_{j=1}^M \ln(V_{ij})}{M \cdot \sum_{j=1}^M \ln(Z_j)^2 - \left(\sum_{j=1}^M \ln(Z_j)\right)^2} \quad (\text{III.52})$$

Où V_{ij} est la vitesse du vent à la $i^{\text{ème}}$ intervalle de mesure, ($i=1,2,\dots,M$), avec M étant le nombre total de niveau de mesure placé sur le pylône avec lequel les mesures ont été effectuées. N est le nombre total des intervalles de mesure observées.

2-5-Détermination de la longueur de rugosité du sol

La longueur de rugosité est la hauteur au-dessus du sol Z_0 du plan où s'applique la condition d'adhérence et où le vecteur vent moyen est égal au vecteur nul. Elle dépend, pour chaque direction, de l'homogénéité du terrain, du type d'obstacles et de la distance sur laquelle ces deux conditions s'appliquent. Il peut y avoir des variations significatives de la longueur de rugosité selon les saisons, dues par exemple aux feuilles ou à une couverture neigeuse. Une des caractéristiques d'un site de mesure du vent est donc sa longueur de rugosité dans chaque direction. Le calcul exact de la longueur de rugosité est délicat.

Une rugosité forte freine considérablement la vitesse du vent, ainsi, une forêt ou un paysage urbain freinera beaucoup plus le vent qu'un paysage de plaine. Par contre, la surface de la mer à une rugosité encore plus faible n'a que très peu d'influence sur l'écoulement de l'air. Alors que l'herbe longue, les buissons et les arbrisseaux freinent considérablement le vent.

On se réfère en général à deux notions lorsque l'on évalue le potentiel éolien d'un endroit donné :

- La classe de rugosité
- La longueur de rugosité

Les paysages ayant une forte rugosité, qui comprennent beaucoup d'arbres ou d'immeubles, sont rattachés à la classe de rugosité 3 ou 4. Tandis que la surface de la mer est classée 0. Les pistes d'atterrissage en béton appartiennent à la classe de rugosité 0,5.

Il est assez fréquent d'extraire les valeurs nominales de la rugosité des tableaux. Cependant, lorsque ces valeurs sont comparées à celles calculées, on peut conclure que les facteurs indiqués ne sont pas toujours atteints.

Deux études d'un même auteur [71-72] ont abordé la rugosité des terrains, où l'on distingue bon nombre de tableaux qui classifient la longueur de rugosité en fonction de la nature du terrain.

En rapportant les Tableaux III-2, III-3 et III-4 les plus couramment utilisés, il est facile de constater la différence entre eux et le meilleur exemple lié à leur différence est présenté dans la valeur de la rugosité attribuée aux grandes villes et les zones fortement boisées.

L'une des solutions pour permettre d'obtenir des valeurs de rugosité assez fiable est de procéder à des estimations en prélevant des mesures à au moins deux hauteurs différentes dans le même lieu.

Tab. III-2 Classes et longueurs de rugosité [72]

Classe de rugosité	description	Longueur de rugosité Z_0 (m)
0	Surface de l'eau	0.0002
1	Zone ouvertes avec quelques obstacles	0.03
2	Terre agricole avec quelques obstacles à plus de 1km de distance	0.1
3	Zone urbaine et terre agricole avec beaucoup d'obstacles	0.4
4	Grande zone urbaine ou aire forestière	1.6

Tab. III-3 Longueurs de rugosité pour différents type de terrains [73]

Caractéristiques du terrain	Z_0 (mm)
Terres glacière très lisse	0.01
Mer calme	0.2
Haute mer	0.5
Surface de neige	3.00
Prairies et espaces verts	8.00
Zones de pâturages	10.00
Terres cultivables	30.00
Terres à récoltes annuelles	50.00
Terres peu boisées	100.00
Zones densément boisées avec quelques bâtiments	250.00
Terres forestières avec de grands arbres	500.00
Périphérie des villes	1500.00
Centre d'une ville urbaine avec beaucoup de gratte-ciel	3000.00

Tab. III-4 Classes et longueurs de rugosité données par l'association Danoise de l'industrie éolienne [74]

Classe de rugosité	Longueur de rugosité Z_0 (m)	description
0	0.0002	Surface de l'eau
0.5	0.0024	Terrain degage avec une surface lisse, exemple piste d'un aéroport
1	0.03	Zone agricole ouverte, sans clôture, avec quelques haies et maisons dispersées
1.5	0.055	Terre agricole avec quelques maisons et des haies ne dépassant pas 8m de hauteurs distancées d'environ 1250m
2	0.1	Terre agricole avec quelques maisons et des haies ne dépassant pas 8m de hauteurs distancées d'environ 500m
2.5	0.2	Terre agricole avec de nombreuses maisons et des haies ne dépassant pas 8m de hauteurs distancées d'environ 250m
3	0.4	Villages, petites villes, terres agricoles avec de nombreuses haies, zone forestière et un terrain accidenté
3.5	0.8	Grande ville avec des bâtiments hauts
4	1.6	Très grande ville avec gratte-ciel

Le coefficient de friction du vent α est tout d'abord obtenu en utilisant les vitesses du vent mesurées à deux hauteurs différentes par la loi de puissance. Par la suite, la longueur de rugosité Z_0 peut-être calculée en utilisant la relation suivante :

$$Z_0 = \exp\left(\frac{Z_1^\alpha \ln(Z_2) - Z_2^\alpha \ln(Z_1)}{Z_1^\alpha - Z_2^\alpha}\right) \quad (\text{III.53})$$

3-Model empirique pour interpolation horizontale entre terre et mer

Les services météorologiques fournissent des données brutes en termes de vitesse et direction, mesurées au niveau des stations météorologiques. Toutefois, l'utilisateur potentiel, a besoin d'évaluer le gisement éolien qui présente un besoin énergétique ou autre, en tout point du territoire (onshore ou offshore).

Un modèle empirique permet de trouver une relation d'un site particulier entre les vitesses du vent à la côte, où une station météorologique est présente, et le vent en mer. En 1970, Francis [75] a comparé les mesures d'une station météorologique sur la côte est anglaise, et des mesures faites en mer. Il en résulte que le ratio entre les vitesses en mer et sur terre, pour des vitesses modérées, varie entre 1,06 et 1,9 en fonction de la différence de température entre la mer et l'air et de la vitesse du vent. Dix ans après, Sethuraman et al.[76] ont établi après une campagne expérimentale que la vitesse du vent pour une bouée fixée à 5km des côtes est plus élevée de 10 à 15 % que la vitesse sur la côte pour des vitesses de vent inférieures à 10m/s. Par contre, pour les vitesses supérieures à 10m/s, très peu de différences entre le vent en mer et à la côte ont été observées. Lindley et al. [77] ont proposé une relation empirique à partir des observations entre les vitesses du vent en mer et à la côte. Cette relation suggère une augmentation de 5% de la vitesse du vent, à une hauteur de 100m, à 7,5km des côtes et une augmentation de 12% à 20km des côtes. En 1988, Hsu [78] a effectué une régression linéaire entre les vitesses du vent à la côte et au large en utilisant des données dans différents points du globe. La relation établie est la suivante :

$$V_{mer} = 1,17 \cdot V_{terre} + 1,62 \quad (\text{III.54})$$

L'utilisation de méthodes empiriques pour l'établissement d'une carte des vents restent des estimations qualitatives confirmant des vitesses moyennes plus grandes en mer que sur terre. Une relation universelle entre la vitesse du vent en mer et sur terre qui ne tient pas compte des différentes conditions physiques et de la distance entre la côte et le point où les mesures doivent être interpolées, peut induire à des erreurs plus au moins importantes. [79]

4-Estimation du potentiel éolien

Compte tenu des nécessités de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, le potentiel disponible subit une succession de pertes, jusqu'à la sortie de la machine, (limite de Betz, seuils machine et pertes de conversion) [80]. En effet, seule une partie de la puissance éolienne disponible sur un site donné, dite puissance utile est réellement obtenue en fin de parcours à la sortie de l'éolienne.

4-1-Densité de puissance moyenne

La meilleure façon d'évaluer la ressource éolienne disponible sur un site donné est le calcul de la densité de puissance du vent. Indiquant l'énergie disponible sur le site après la conversion en électricité à la sortie d'un aérogénérateur. L'énergie éolienne par unité de surface P/S en W/m^2 , ou de la densité d'énergie éolienne [81]. Sachant que La puissance du vent qui s'écoule à la vitesse v à travers une voilure est donnée par la relation suivante [82] :

$$P(v) = \frac{1}{2} \rho v^3 \quad (\text{III.55})$$

Le potentiel éolien disponible sur un site par unité de surface, peut se mettre sous la forme [81] :

$$\bar{P} = \frac{1}{2} \rho \overline{V^3} \quad (\text{III.56})$$

Généralement, il existe deux façons pour estimer la densité de puissance dans le site. La première est basée sur les données mesurées et la seconde sur la fonction de distribution de probabilité.

- **Première méthode**

Utilisant la moyenne arithmétique, la densité de puissance moyenne est donnée par la relation suivante [69]:

$$\bar{P} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{N} \sum_1^N \rho_i \cdot V_i^3 \quad (\text{III.56})$$

Où ρ_i et V_i sont respectivement la densité de l'air et la vitesse du vent mesurées à un instant i , et N le nombre total des mesures effectuées dans une période de temps déterminée.

- **Deuxième méthode :**

En utilisant la définition de la puissance par unité de surface donnée, on peut exprimer la densité de puissance éolienne basée sur la fonction de densité de probabilité de la loi de Weibull par la relation suivante [83-84] :

$$\bar{P} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A^3 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (\text{III.57})$$

4-2-Densité énergétique moyenne disponible

Par ailleurs, la densité énergétique moyenne pouvant être extraite d'un site donnée sur une période définie, peut-être estimée selon deux méthodes :

- **Première méthode :**

Qu'elle soit journalière, mensuelle ou annuelle, la densité énergétique moyenne peut-être définis par les relations III.58, III.59 et III.60 respectivement par une moyenne arithmétique [85] :

$$\bar{E}_j = 24 \times \bar{P} \text{ (Wh/m}^2\text{/journée)} \quad (\text{III.58})$$

$$\bar{E}_m = 24 \times d \times \bar{P} \text{ (Wh/m}^2\text{/mois)} \quad (\text{III.59})$$

$$\bar{E}_a = \sum_1^{12} \bar{E}_m \text{ (Wh/m}^2\text{/année)} \quad (\text{III.60})$$

Où \bar{P} est la densité de puissance moyenne, et d le nombre de journée considéré dans le mois.

- **Deuxième méthode**

En se basant sur le nombre de journée compris dans une période définie, la densité énergétique moyenne est donnée comme suit [86-87] :

$$\bar{E}_m = 24 \times d_j \times \bar{P} \text{ (Wh/m}^2\text{/période)} \quad (\text{III.61})$$

Avec d_j étant le nombre de journée que comprend la période que nous désirons étudier.

Pour un mois $d_j \approx 30$ et pour une année $d_j \approx 365$.

En utilisant la densité de puissance moyenne en fonction des deux paramètres de Weibull, l'équation (III.61) s'écrira sous la forme suivante :

$$\bar{E}_m = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A^3 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \cdot T \quad (\text{III.62})$$

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

L'équation (III.62) peut être utilisée pour calculer l'énergie éolienne disponible pour une période spécifique lorsque les distributions de fréquence de vitesse du vent sont différentes.

4-3-Puissance moyenne à la sortie d'une éolienne

Actuellement, la majeure partie des constructeurs d'aérogénérateurs fournissent la courbe de puissance de leurs machines. Par conséquent, il est facile d'estimer la puissance d'une éolienne quand une série de mesure est effectuée sur le site étudié. Cependant, dans plusieurs cas, seule la fonction de distribution de probabilité est disponible. Dans ce cas, la puissance de sortie pour chaque vitesse du vent peut être exprimée comme suit [88] :

$$P_i = C_p(v) \cdot S \cdot \frac{1}{2} \rho \cdot v^3 \quad (\text{III.63})$$

Avec $C_p(v)$ représente le coefficient de puissance à la vitesse v et S représente la surface de la voilure de l'éolienne.

Les éoliennes ont différentes courbes de puissance en sortie. De même, le modèle utilisé pour décrire la performance est également différent [12,43,90-92]. Dans la plupart des études présentes dans la littérature, l'équation suivante est utilisée pour simuler la puissance électrique d'une éolienne type [12,43,90-92]:

$$P_i = \begin{cases} 0 \rightarrow (v < v_D) \\ P_n \cdot \frac{v^k - v_D^k}{v_N^k - v_D^k} \rightarrow v_D \leq v \leq v_N \\ P_n \rightarrow v_N \leq v \leq v_A \\ 0 \rightarrow v > v_N \end{cases} \quad (\text{III.64})$$

Où P_n est la puissance électrique nominale de la machine, v_D est la vitesse de démarrage, v_N la vitesse nominale et v_A la vitesse d'arrêt.

Une fois la puissance à la sortie de l'éolienne P_i à chaque pas de temps i est calculée, nous estimons la puissance de sortie moyenne P_e d'une turbine. Ce dernier est un paramètre important d'une éolienne, car il détermine la production totale d'énergie et le revenu total. Son estimation peut se faire en utilisant la relation suivante [88] :

$$P_e = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N P_i \quad (\text{III.65})$$

La relation (III.65) donne la puissance moyenne brute à la sortie de l'éolienne, vu que P_i est calculée avant les différentes pertes qui peuvent influencer sur l'aérogénérateur. Citons les plus prédominantes :

- Les pertes d'immobilisation qui représentent l'énergie perdue lorsque la turbine est hors ligne en raison d'une maintenance programmée ou de réparation.
- Les pertes aérodynamiques qui résultent de l'interférence entre les éoliennes dans un parc éolien (effet de sillage).
- Les pertes électriques telles que les transformateurs et les pertes dues au câblage.
- Les pertes dues à l'arrêt dues à des vitesses de vent élevées.

Pour les éoliennes actuelle, les pertes sont exprimés en pourcentage de l'énergie produite est peuvent être estimées par la relation suivante [88] :

$$F = 1 - (1 - f_{\text{temps d'arrêt}}) \cdot (1 - f_{\text{sillage}}) \cdot (1 - f_{\text{givrage}}) \cdot (1 - f_{\text{autre}}) \quad (\text{III.66})$$

Où :

- $f_{\text{temps d'arrêt}}$ est le facteur de pertes dus aux temps d'arrêts.
- f_{sillage} est le facteur de pertes dus à l'effet sillage et à l'aérodynamisme.
- f_{givrage} est le facteur de pertes dus au givrage et à la salissure des pales.
- f_{autre} représente les autres facteurs de pertes.

Une fois la valeur du facteur de perte de puissance est évaluée, la puissance moyenne nette à la sortie de l'éolienne est donnée par la formule suivante [88] :

$$P_{e \text{ net}} = (1 - F) \cdot \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N P_i \quad (\text{III.67})$$

Il existe une autre approche présentée par Justus en 1988 [89] qui aborde certaines estimations de la puissance extraite à la sortie d'un aérogénérateur P_e . En utilisant une moyenne de l'équation (III.63) avec un coefficient de puissance moyen supposé. La relation est donnée comme suit :

$$P_e = \overline{C_p(v)} \cdot S \cdot \frac{1}{2} \cdot \bar{\rho} \cdot \overline{V^3} \quad (\text{III.68})$$

Par contre, souvent, les caractéristiques de puissance de sortie d'un appareil particulier, sont utilisées pour l'évaluation de P_e , via la distribution de probabilité de la vitesse du vent [16], à savoir :

$$P_e = \int_0^{\infty} P(v) \cdot f(v) \cdot dv \quad (\text{III.69})$$

En intégrant les différents cycles de vitesses de fonctionnement d'une éolienne, la relation (III.69) s'écrira sous la forme suivante :

$$P_e = \int_{v_D}^{v_N} P(v) \cdot f(v) \cdot dv + \int_{v_N}^{v_A} P_n \cdot f(v) \cdot dv \quad (\text{III.70})$$

Avec $P(v) = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot v^3$ et $P_n = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot v_D^3$ la relation (III.70) s'écrira alors sous la forme suivante :

$$P_e = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot \left[\int_{v_D}^{v_N} v^3 \cdot \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A} \right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{A} \right)^k} dv + v_N^3 \int_{v_N}^{v_A} \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A} \right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{A} \right)^k} \cdot f(v) \cdot dv \right] \quad (\text{III.71})$$

Cette intégrale ne peut pas être déterminée analytiquement mais peut-être calculée facilement par une technique d'intégration numérique telle que la règle de Simpson ou celle de la quadrature de Gauss [16].

Il existe une autre expression largement utilisée pour estimer la puissance moyenne à la sortie d'une éolienne par le facteur de capacité Cf [93-94]. Représenté par le rapport de la puissance moyenne sur la puissance nominale. La formule est donnée par la relation suivante :

$$P_e = Cf \cdot P_n \quad (\text{III.72})$$

Le facteur de capacité Cf peut être estimé en fonction des deux paramètres de Weibull et les différentes vitesses de fonctionnement d'une éolienne (démarrage, nominale et d'arrêt). Elle est donnée par la formule suivante [95-100] :

$$Cf = \left(\frac{e^{-\left(\frac{V_D}{A} \right)^k} - e^{-\left(\frac{V_N}{A} \right)^k}}{\left(\frac{V_N}{A} \right)^k - \left(\frac{V_D}{A} \right)^k} - e^{-\left(\frac{V_A}{A} \right)^k} \right) \quad (\text{III.73})$$

Ainsi, la puissance moyenne à la sortie d'une éolienne peut s'écrire sous la forme :

$$P_e = \left(\frac{e^{-\left(\frac{V_D}{A}\right)^k} - e^{-\left(\frac{V_N}{A}\right)^k}}{\left(\frac{V_N}{A}\right)^k - \left(\frac{V_D}{A}\right)^k} - e^{-\left(\frac{V_A}{A}\right)^k} \right) \cdot P_n \quad (\text{III.74})$$

4-4-Energie éolienne extraite

En utilisant la formule qui permet d'estimer la puissance moyenne à la sortie d'une éolienne P_e , l'énergie éolienne extraite peut-être calculée en fonction du nombre d'heure dans une période T par la relation suivante [88]:

$$E_e = P_e \cdot T \quad (\text{III.75})$$

5- vitesses de vent ayant des propriétés utiles

A partir de la loi de Weibull, les caractéristiques de puissance et d'énergie éoliennes peuvent être définies avec des vitesses de vent ayant des propriétés particulières.

Nous présentons deux vitesses présentées par Jamil et al.[84] et reprises dans de nombreuses études [37,43,86-87,93,100-103]. Elles sont calculées à partir de la fonction de densité de probabilité des vitesses, des valeurs de la vitesse moyenne et de la vitesse cubique moyenne.

5-1- Vitesse de vent la plus fréquente

C'est la vitesse du vent la plus fréquente pour une distribution de probabilité de vent donnée. À partir des deux paramètres de la fonction de distribution de Weibull, la vitesse du vent la plus probable peut être facilement obtenue par la relation suivante :

$$V_{mp} = A \left(\frac{k-1}{k} \right)^{1/k} \quad (\text{III.76})$$

5-2-Vitesse de vent transportant le maximum d'énergie

En fonction du paramètre de forme et du paramètre d'échelle de la distribution de Weibull, la relation de la vitesse du vent qui donne le maximum d'énergie s'écrit comme suit :

$$V_{\max E} = A \left(\frac{k+2}{k} \right)^{1/k} \quad (\text{III.77})$$

Pour une efficacité maximale, une éolienne doit fonctionner à des vitesses de vent égales à la vitesse nominale. Par conséquent, il est essentiel que la vitesse du vent nominale et la vitesse du vent qui transporte le maximum d'énergie soient aussi proches que possible.

6- Classement des sites selon leurs ressources éoliennes (PNL)

Le Classement PNL (Pacific Northwest Laboratory) qui a été utilisé par Boudia et al. [104], est une forme de classification des ressources éoliennes proposée en 1987 par Elliott et al. [105]. Chaque classe (de 1 à 7) représente une plage de densité de puissance éolienne en (W/m^2) et une plage de vitesse moyenne équivalente en (m/s) à différentes hauteurs. A partir de la classe 4 où $V > 5.6m/s$, le site est considéré comme approprié à des applications éoliennes. La classe 3 ou $5.1 > V \geq 5.6m/s$ est considéré comme une zone propice au développement de l'énergie éolienne en utilisant des pylônes très hauts. La classe 2 avec $4.4 > V \geq 5.1m/s$ est considérée comme une zone marginale pour le développement de l'énergie éolienne. Quant à la classe 1, elle est considérée comme zone non adaptée pour de telles implantations énergétiques.

Conclusion

L'étude bibliographique de ce troisième chapitre a permis de passer en revue un grand nombre de méthodes utilisées pour l'évaluation du potentiel énergétique éolien. Dans un premier temps, nous avons présenté la distribution de Weibull avec ses deux paramètres. Nous avons comparé les différentes méthodes utilisées pour calculer les deux facteurs, de forme et d'échelle. Nous avons présenté dans ce chapitre les différentes méthodes présentes dans la littérature pour extrapoler verticalement la vitesse du vent et les deux paramètres de Weibull. La fin de ce chapitre a été dédiée à la présentation des lois utilisées pour évaluer la densité de puissance moyenne, la densité énergétique et l'énergie produite par une éolienne type.

Bibliographie

- [1] Kostas Philippopoulos, Despina Deligiorgi, and George Karvounis, Wind Speed Distribution Modeling In The Greater Area Of Chania, Greece, *International Journal of Green Energy*, 9: 174–193, 2012
- [2] W. Weibull, "A statistical distribution function of wide applicability," *Journal of Applied Mechanics*, n°18, pp. 293-297, 1951
- [3] C. G. Justus, W. R. Hargraves, A. Yalcin, "Nationwide assessment of potential output from wind powered generators," *Journal of Applied Meteorology*, n°15, pp. 673-678, 1976.
- [4] C. G. Justus, W. R. Hargraves, A. Mikhail, D. Graber, "Methods for estimating wind speed frequency distribution," *Journal of Applied Meteorology*, n°17, pp. 350-353, 1978.
- [5] Pavia Edgar G. and O'Brein James J., 1986: Weibull statistics of wind speed over the ocean. *J. Clim Appl. Meteor.*, 25, 1324 – 1332
- [6] Hennessey, J.P., 1978: A comparison of the Weibull and Rayleigh distributions for estimating wind power potential. *Wind Engin.*, 2, 156–164.
- [7] Jensen O., Petersen E. L., Troen I., 1984: "World climate applications programme: extrapolation of mean wind statistics with special regard to wind energy applications," World meteorological organization, WMO/TD-No. 15.
- [8] ISES (International Solar Energy Society), 2007: Wind Energy Pocket Reference Book. ISBN 0-977 1282-1-0.
- [9] J.V. Seguro, T.W. Lambert Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy analysis, *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 85 (2000) 75-84
- [10] Seyit A. Akdag, Ali Dinler, A new method to estimate Weibull parameters for wind energy applications, *Energy Conversion and Management* 50 (2009) 1761–1766
- [11] Tian Pau Chang, Performance comparison of six numerical methods in estimating Weibull parameters for wind energy application, *Applied Energy* 88 (2011) 272–282.
- [12] Paulo Alexandre Costa Rocha, Ricardo Coelho de Sousa Carla Freitas de Andrade, Maria Eugênia Vieira da Silva, Comparison of seven numerical methods for determining Weibull parameters for wind energy generation in the northeast region of Brazil, *Applied Energy* 89 (2012) 395–400
- [13] Garcia A Torres JL Prieto E DE Francisco A (1998) Fitting wind speed distributions: a case study. *Solar Energy* 62(2): 139-144
- [14] Hewson EW Wade JW (1977) Biological wind prospecting. Third Wind Energy workshop (CONF 770921), Washington DC, pp 335-348
- [15] Stevens MJM Smulders PT (1979) The estimation of parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy utilization purposes. *Wind Engineering* 3(2): 132-145
- [16] Chang TJ Wu YT Hsu HY Chu CR Liao CM (2003) Assessment of wind characteristics and wind turbine characteristics in Taiwan. *Renewable Energy* 28:851-871
- [17] N. Kasbadji Merzouk, Evaluation du gisement énergétique éolien. Contribution à la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie, Thèse de doctorat, Université Abou Bekr Belkaid Tlemcen, Unité de Recherche Matériaux et Energies Renouvelables URMER Tlemcen, 2006, pp.13

- [18] Monin AS, Obukhov MA. Dimensionless characteristics of turbulence in the surface layer. *Akad. Nauk SSSR Geofis. Inst. Truday*, 24 (1954) 163-187.
- [19] J.A. Businger, J.C. Wyngaard, Y. Izumi, E.F. Bradley, Flux-profile relationships in the atmospheric surface layer, *J. Atmos. Sci.* 28 (1971) 181–189.
- [20] Spera DA. *Wind turbine technology: fundamental concepts of wind turbine engineering*. New York: ASME Press; 1994.
- [21] Van den Berg GP. Wind turbine power and sound in relation to atmospheric stability. *Wind Energy* 2008;11:151-169.
- [22] Pneumatikos JD. An experimental test of the empirical formulae commonly used to represent wind speed profiles near the ground. *Renew Energy* 1991;1 (5/6):623-628.
- [23] Paulson C.A., The Mathematical Representation of Wind Speed and Temperature Profiles in the Unstable Atmospheric Surface Layer. *J. Appl. Meteor*, 9(1970)857-861
- [24] F. Banuelos-Ruedas, C. Angeles-Camacho, S. Rios-Marcuello. Analysis and validation of the methodology used in the extrapolation of wind speed data at different heights. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14 (2010) 2383–2391
- [25] Irwin JS. A theoretical variation of the wind profile power law exponent as a function of surface roughness length and stability. *Atmos Environ* 1979;13:191-194.
- [26] Zannetti P. *Air pollution modeling*. Southampton, UK: Computational Mechanism Publications; 1990.
- [27] G. Gualtieri, S. Secci, Comparing methods to calculate atmospheric stability dependent wind speed profiles: A case study on coastal location. *Renewable Energy* 36 (2011) 2189-2204
- [28] Liu MK, Durran DR, Mundkur P, Yocke M, James J. The chemistry, dispersion, and transport of air pollutants emitted from fossil fuel plants in California: data analysis and emission impact model. Final report to the Air Resources Board. Sacramento, CA, USA: ARB 4-258; 1976.
- [29] Tennekes H., The logarithmic wind profile. *J. of Atmospheric sciences*, 30(1973) 234:238.
- [30] Counihan J. Adiabatic atmospheric boundary layers: a review and analysis of data collected from the period 1880e1972. *Atmos Environ* 1975;9:871-905.
- [31] Troen I, Petersen EL. *European wind atlas*. Roskilde: Risø National Laboratory, ISBN 87-550-1482-8; 1989.
- [32] Justus CC. *Winds and wind system performance*. Philadelphia, PA: Franklin Institute Press; 1978b.
- [33] Sisterson DL, Frenze P. Nocturnal boundary-layer wind maxima and the problem of wind power assessment. *Env Sci Tech*;12(1978)218-221.
- [34] Pneumatikos JD. An experimental test of the empirical formulae commonly used to represent wind speed profiles near the ground. *Renew Energy*;1 (5/6)(1991)623-628.
- [35] Farrugia RN. The wind shear exponent in a Mediterranean island climate. *Renew Energy* 2003;28:647-653.
- [36] Rehman S, Al-Abbadi NM. Wind shear coefficient, turbulence intensity and wind power potential assessment for Dhulom, Saudi Arabia. *Renew Energy* 2008;33:2653-2660.
- [37] Jaramillo OA, Borja MA. Wind speed analysis in La Ventosa, Mexico: a bimodal probability distribution case. *Renew Energy* 2004;29:1613-1630.

- [38] Poje D, Cividini B. Assessment of wind energy potential in Croatia. *Solar Energy* 1998;41:543e54.
- [39] Bechrakis DA, Sparis PD. Simulation of the wind speeds at different heights using artificial neural networks. *Wind Eng* 2000;24(2):127-136.
- [40] Camblong DE. Minimización de impacto de las perturbaciones de origen eólico en la generación por aeroturbinas de velocidad variable. PhD Thesis. Spain: Mondrago'n Unibertsitatea; 2003
- [41] DOE US. Home wind power. Vermont (USA): Garden Way Publishing; 1981.
- [42] Peterson EW, Hennessey JP. On the use of power laws for estimates of wind power potential. *J Appl Meteor* 1977;17:390–394.
- [43] Lu L, Yang H, Burnett J. Investigation on wind power potential on Hong Kong islands – an analysis of wind power and wind turbine characteristics. *Renewable Energy* 2002;27:1–12.
- [44] Amr M, Petersen H, Habali SM. Assessment of wind farm economics in relation to site wind resources applied to sites in Jordan. *Solar Energy* 1990;45:167–175.
- [45] Zhou W. Simulation and optimum design of hybrid solar-wind and solarwind- diesel power generation systems. Hong Kong: Hong Kong Polytechnic University; 2008. p. 218.
- [46] Ramachandra TV, Rajeev KJ, Krishna SV, Shruthi BV. Wind energy potential assessment spatial decision support system. *Energ Edu Sci Tech* 2005;14 (2):61-80.
- [47] C. G. Justus and A. Mikhail, Height Variation Of Wind Speed And Wind Distributions Statistics, *Geophysical Research Letters*, 3:5 (1976) 261-264.
- [48] M Hussain, Dependence of power law index on surface wind speed, *Energy Conversion and Management*, 43(2002) 467–472
- [49] Reed, J.W., Wind power climatology, *Weatherwise*, 27(1974) 237-242.
- [50] Smith, M.E., (Ed.) Recommended guide for the prediction of the Dispersion of airborne Effluents, Amer. Soc. Mech. Engrs., New York, 1968.
- [51] Davenport, A.G., The relationship of wind structure to wind loading, Proc. Of conf. on wind effects on structures, London, England, 1963
- [52] Mikhail, A. S., and Justus, C. G., "Comparison of Height Extrapolation Models and Sensitivity Analysis," *Wind Engineering*, Vol. 5, No. 2, 1981.
- [53] Mikhail, A. S., Height Extrapolation of Wind Data, *Journal of Solar Energy Engineering*, 107(1985)10-14
- [54] Jutus C.G. (1980) *Vent et performances des éoliennes*, Editions SCM, France.
- [55] Knidiri F. and Laouina A. (1986) *L'énergie éolienne au Maroc*, CDER.
- [56] Nfaoui H., Buret J. and Sayigh A. A. M., Wind characteristics and wind energy potential in Morocco, *Solar Energy*, 63:1(1998) 51–60
- [57] Panofsky HA, Blackadar AK, McVehil GE. The diabatic wind profile. *Q J R Met Soc* 1960;86:390-398.
- [58] Panofsky HA, Prasad B. Similarity theories and diffusion. *Int J Air Water Pollut* 1965;9:419-430.
- [59] Panofsky HA. Wind structures in strong winds below 150 m. *Wind Eng* 1977;1 (2):91-103.
- [60] Panofsky HA, Dutton JA. Atmospheric turbulence. New York: Wiley-Interscience; 1983.

- [61] Spera DA, Richards TR. Modified power law equations for vertical wind profiles. In: Conference and workshop on wind energy characteristics and wind energy siting, Portland, OR, USA; June 1979.
- [62] C. G. Justus, Wind and Wind System Performance. Franklin Institute Press, Philadelphia, PA (1978).
- [63] L. Sedefian, On the vertical extrapolation of mean wind power density. *J. Appl. Meteorol.* 19(4), 488- 493 (1980).
- [64] Masters GM. Renewable and Efficient Electric Power Systems. USA: John Wiley and Sons; 2004.
- [65] Patel MR. Wind and Solar Power Systems: Design Analysis, and Operation, 2nd ed., Florida, USA: CRC Press; 1999.
- [66] G. Gualtieri, S. Secci, Wind shear coefficients, roughness length and energy yield over coastal locations in Southern Italy, *Renewable Energy* 36 (2011) 1081-1094
- [67] E. Fırtın, O. Guler, S.A. Akdag, Investigation of wind shear coefficients and their effect on electrical energy generation, *Applied Energy* 88 (2011) 4097–4105
- [68] M.A. Lackner, A.L. Rogers, J.F. Manwell, J.G. McGowan, A new method for improved hub height mean wind speed estimates using short-term hub height data, *Renewable Energy* 35 (2010) 2340-2347
- [69] Z. Durisic, J. Mikulovic, A model for vertical wind speed data extrapolation for improving wind resource assessment using WAsP, *Renewable Energy* 41 (2012) 407-411
- [70] F. Banuelos-Ruedas C. Angeles-Camacho, S. Rios-Marcuello, Analysis and validation of the methodology used in the extrapolation of wind speed data at different heights, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14 (2010) 2383–2391
- [71] F. Banuelos-Ruedas C. Angeles-Camacho, S. Rios-Marcuello, Methodologies Used in the Extrapolation of Wind Speed Data at Different Heights and Its Impact in the Wind Energy Resource Assessment in a Region, *Wind Farm – Technical Regulations, Potential Estimation and Siting Assessment*, Chapitre 4, Juin 2011. DOI: 10.5772/673
- [72] Masters GM. Renewable and Efficient Electric Power Systems. USA: John Wiley and Sons; 2004.
- [73] Borja MA, Gonzalez R, Mejia F, Hacuz JM, Medrano MC, Saldana R. Estado del Arte y tendencias de la tecnologia eoloelectrica. Mexico: Instituto de Investigaciones Electricas, IIE/UNAM; 1998 (in Spanish).
- [74] Danish Wind Industry Association. (2003). Wind Energy Reference Manual, <http://guidedtour.windpower.org/en/stat/units.htm>. (accédé en Février 2011).
- [75] P. E. Francis. The effect of changes of atmospheric stability and surface roughness on off-shore winds over the east coast of Britain. *Meteorology Magazine*, vol. 99, pp. 130–138, 1970.
- [76] S. Sethuraman et G. S. Raynor. Comparison of mean wind speeds and turbulence at a coastal site and an offshore location. *Journal of Applied Meteorology*, vol. 19, pp. 15–21, 1980.
- [77] D. Lindley, P.B. Simson, U. Hassan et D. Milborrow. Assessment of offshore siting of wind turbine generators. In *Proceedings of the 3rd International Symposium on Wind Energy Systems*, 26-29 August, Cranfield, U.K., pp. 17–42, 1980.
- [78] S. A. Hsu. *Coastal Meteorology*. Academic Press, Londres, Royaume-Uni, 260 p., 1988.

- [79] M.B. BEN TICHA, Fusion de données satellitaires pour la cartographie du potentiel éolien offshore, Thèse de doctorat, Ecole des Mines, Paris, 2007.
- [80] Technical note of WMO, Meteorological Aspect of the Utilisation as an Energy Sources, N°175, 1981.
- [81] Manwell JF, McGowan JG, Rogers AL. Wind energy explained: theory, design and application. Amherst, USA: John Wiley & Sons; 2002.
- [82] A.S. Ahmed, Wind energy as a potential generation source at Ras Benas, Egypt, Renewable and Sustainable Energy Reviews. 14 (2010) 2167-2173
- [83] Patel MR. Wind and solar power systems. Florida, America: CRC Press, 1999.
- [84] Jamil M, Parsa S, Majidi M. Wind power statistics and an evaluation of wind energy density. Renewable Energy 1995;6(5):623–628.
- [85] Tchinda R, Kendjio J, Kaptouom E, Njomo D. Estimation of mean wind energy available in far north Cameroon. Energy Convers Manage 2000;41:1917–1929.
- [86] Keyhani A, Ghasemi-Varnamkhashti M, Khanali M, Abbaszadeh R. An assessment of wind energy potential as a power generation source in the capital of Iran, Tehran. Energy 2010;35(1):188-201.
- [87] M.R. Islam, R. Saidur, N.A. Rahim, Assessment of wind energy potentiality at Kudat and Labuan, Malaysia using Weibull distribution function, Energy 36 (2011) 985-992
- [88] A.W. Dahmouni, M. Ben Salah, F. Askri, C. Kerkeni, S. Ben Nasrallah, Assessment of wind energy potential and optimal electricity generation in Borj-Cedria, Tunisia, Renewable and Sustainable Energy Reviews 15 (2011) 815–820
- [89] Justus C.G., 1988, Introduction to wind energy, p 291-320 in Physical Climatology for Solar and Wind Energy, ed. R. Guzzi and C.G. Justus, World Scientific Publishing Company, Incorporated, Singapore. 8.
- [90] Torres JL, Prieto E, Garcia A, De Blas M, Ramirez F, De Francisco A. Effects of the model selected for the power curve on the site effectiveness and the capacity factor of a pitch regulated wind turbine. Solar Energy 2003; 74:93–102.
- [91] Rehman S, Halawani TO, Mohandes M. Wind power cost assessment at twenty locations the kingdom of Saudi Arabia. Renew Energy 2003;28:573–583.
- [92] Rehman S. Wind energy resources assessment for Yanbo, Saudi Arabia. Energy Convers Manage 2004;45: 2019–2032.
- [93] Akpınar EK, Akpınar S. An assessment on seasonal analysis of wind energy characteristics and wind turbine characteristics. Energy Convers Manage 2005; 46:1848–1867.
- [94] Ucar A, Balo F. Evaluation of wind energy potential and electricity generation at six locations in Turkey. Appl Energy 2009;86:1864–1872.
- [95] Ouammi A, Dagdougui H, Sacile R, Mimmet A. Monthly and seasonal assessment of wind energy characteristics at four monitored locations in Liguria region (Italy). Renewable Sustainable Energy Rev 2010;14:1959–1968.
- [96] O.S. Ohunakin, O. O. Akinnawonu, Assessment of wind energy potential and the economics of wind power generation in Jos, Plateau State, Nigeria, Energy for Sustainable Development 16 (2012) 78–83
- [97] El-Mallah A, Soltan AM. A nomogram for estimating capacity factors of wind turbines using site and machine characteristics. Sol Wind Technol 1989;6:633–5.

- [98] Torres JL, Prieto E, Garcia A, De Blas M, Ramirez F, De Francisco A. Effects of the model selected for the power curve on the site effectiveness and the capacity factor of a pitch regulated wind turbine. *Solar Energy* 2003;74:93–102.
- [99] Powell WR. An analytical expression for the average output power of a wind machine. *Solar Energy* 1981;26:77–80.
- [100] H.S. Bagiorgas , M.N. Assimakopoulos , D. Theoharopoulos , D. Matthopoulos , G.K. Mihalakakou, Electricity generation using wind energy conversion systems in the area of Western Greece, *Energy Conversion and Management* 48 (2007) 1640–1655
- [101] O.S. Ohunakin, M.S. Adaramola, O.M. Oyewola, Wind energy evaluation for electricity generation using WECS in seven selected locations in Nigeria, *Applied Energy* 88 (2011) 3197–3206
- [102] R.O. Fagbenle, J. Katende, O.O. Ajayi, J.O. Okeniyi, Assessment of wind energy potential of two sites in North-East, Nigeria, *Renewable Energy* 36 (2011) 1277-1283
- [103] T.P. Chang, Wind energy assessment incorporating particle swarm optimization method, *Energy Conversion and Management* 52 (2011) 1630–1637
- [104] S.M. Boudia, A. Benmansour, N. Ghellai, M. Benmedjahed, M.A. Tabet Hellal, Monthly and Seasonal Assessment of Wind Energy Potential in Mechria Region, Occidental Highlands of Algeria, *International Journal of Green Energy*. 9(3), 243-255, 2012.
- [105] Elliott, D.L., C.G. Holladay, W.R. Barchet, H.P. Foote, and W.F. Sandusky. 1987. Wind energy resource atlas of the United States. PNL Report. DOE/CH10094-4. NTIS

Chapitre IV

Résultats et interprétations

Introduction

Cette partie consiste en l'application des méthodes citées dans le troisième chapitre, en utilisant les données météorologiques collectées en premier lieu sur les 63 sites présents en Algérie, puis en deuxième lieu, en ajoutant les données météorologiques des 24 sites près des frontières dans les pays voisins.

Le début de ce chapitre prendra en considération la présentation des sites utilisés, avec coordonnées géographiques et années de mesures, en les classifiant entre autres par leur situation géographique, (littoral, Atlas Tellien, Hauts-Plateaux, Nord du Sahara et le grand Sahara).

La deuxième partie comprendra l'étude temporelle des caractéristiques de 20 sites choisis sur l'ensemble du territoire, en se basant sur l'évolution des deux paramètres de Weibull, la distribution relative, la vitesse moyenne et la densité de puissance moyenne à 10m de hauteur en fonction des mois, des saisons et de l'année. Ainsi, quatre sites ont été choisis pour chacune des cinq zones du pays, en essayant de couvrir l'ensemble des régions d'Est en Ouest.

L'un des objectifs de ce travail est l'optimisation de l'évaluation du gisement éolien. Nous avons présenté dans la troisième partie de ce chapitre, le travail effectué pour réajuster la distribution sur les sites ayant un fort taux de vitesses nulles, en utilisant la distribution Hybride Weibull.

La quatrième partie sera consacrée à la réactualisation de la carte des vents, en utilisant l'ensemble des points de mesure compris dans le pays et à proximité des frontières dans les pays voisins avec un nombre de 87 sites. Cet Atlas des vents à 10m du sol sera comparé avec les deux précédents. Cette quatrième partie comprendra aussi la réactualisation de la carte des vents en fonction des saisons et des mois de l'année.

Après l'analyse des deux paramètres de Weibull, le facteur de forme sera cartographié dans la cinquième partie de ce chapitre pour en déduire les sites et les régions balayés par des vents constants et stables autour de leurs vitesses moyennes.

La sixième partie est consacré à l'établissement de la carte annuelle de la densité de puissance à 10m vu son importance pour évaluer la ressource éolienne disponible sur un site donné.

La vitesse du vent à l'entrée de la voile est différente que celle mesurée à hauteur de l'anémomètre qui est de l'ordre de 10m. Pour cela nous avons utilisé six lois d'extrapolation verticale de la vitesse du vent présentées dans le chapitre III pour calculer les paramètres qui

régissent le vent. L'Atlas éolien à 50m de hauteur sera présenté pour les six modèles. Après comparaison de ces derniers, nous choisirons le plus adéquat. La longueur de rugosité étant un paramètre important pour l'extrapolation verticale de la vitesse du vent, nous présenterons la méthode pour l'identification de ce paramètre. La carte de la densité énergétique moyenne annuelle sera présentée à 50m de hauteur.

Afin d'estimer la production d'énergie électrique à la sortie d'une éolienne, la classification des sites sera élaborée dans la huitième partie en fonction de leur potentiel éolien en se basant sur la Classification PNL (chapitre III). Nous en déduiront les sites aptes à recevoir une application éolienne.

La neuvième et dernière partie de ce chapitre consistera en l'évaluation mensuelle, saisonnière et annuelle de la production énergétique d'une éolienne type d'une puissance nominale de 600kW pour quatre sites appartenant à la classe 2 de la classification PNL.

1-Contribution à la réactualisation de la carte des vents en Algérie

L'estimation de l'énergie éolienne disponible dans une région donnée reste l'une des étapes les plus importantes avant une éventuelle implantation d'un parc éolien. Ainsi, la répartition géographique d'un gisement reste très complexe de par sa dépendance de plusieurs paramètres tels que le climat, la topographie du terrain et la rugosité des sols.

Le présent travail est basé sur des données météorologiques en termes de vitesses moyennes journalières collectées, à 10m du sol, pour 63 stations météorologiques répartis sur l'ensemble du territoire national (voir Figure IV-1). La période de mesure s'est effectuée durant la dernière décennie (de 2001 à 2010) allant de 2 à 10 années de mesure.

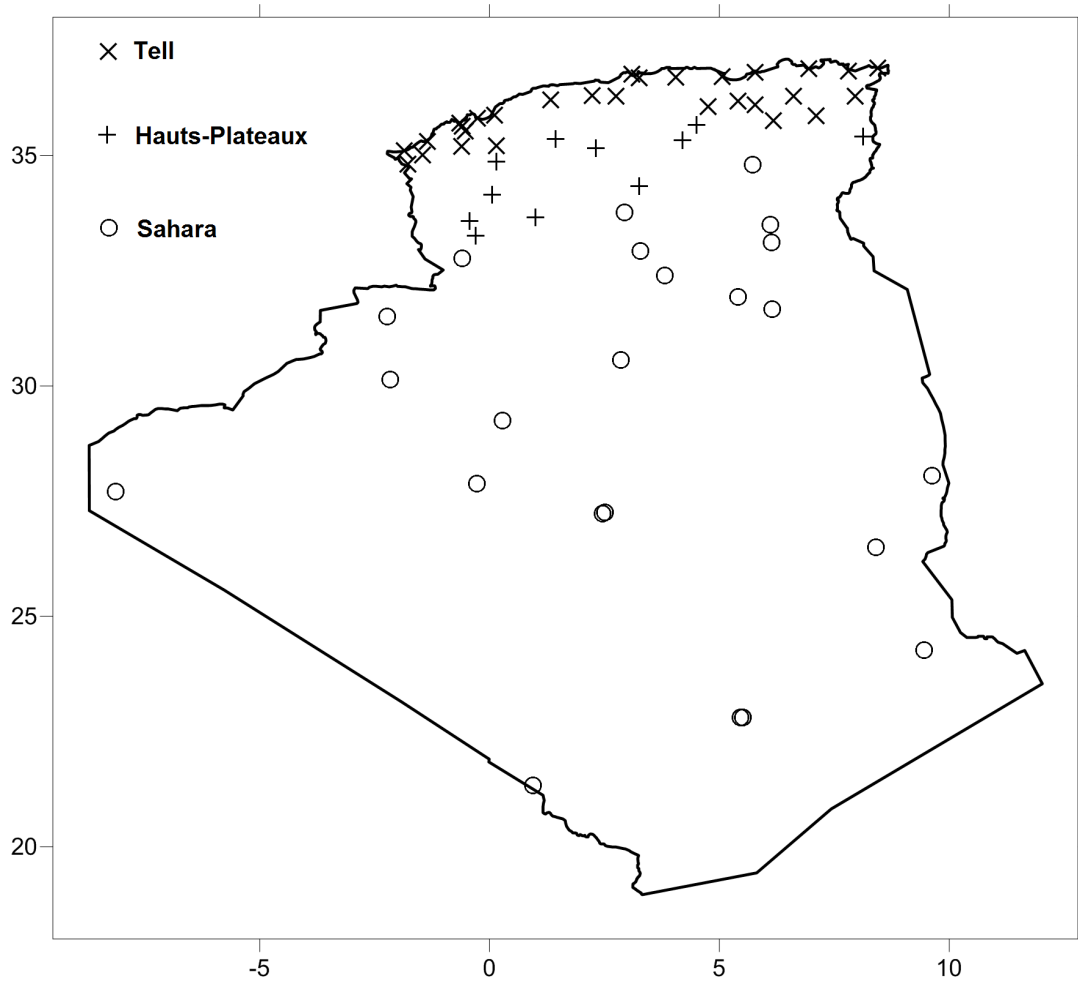


Fig.IV-1 : Répartition des stations de mesure sur le territoire national (Tell, Haut-Plateaux, Sahara)

Les coordonnées géographiques, la situation topographique ainsi que la période et le nombre d'années de mesure pour chaque station sont représentés dans le Tableau 1.

La topographie de l'Algérie étant très diversifiée, s'étalant sur une surface de plus de 2million de km², le nombre de point de mesure utilisés dans ce travail reste relativement faible. Ceci dit, et comparativement aux travaux antérieurs pour l'établissement des cartes des vents en Algérie, et pour ne citer que les deux plus récents travaux, 48 stations pour le travail de Kasbadji-Merzouk [1] en 2000 et 37 stations pour le travail de Chellali et al. [2] en 2011. Avec 63 point de mesure, notre travail entre dans le cadre de la réactualisation de l'Atlas des vents avec plus de points de mesure.

Tab. IV-1 : Coordonnées géographiques et caractéristiques des stations de mesure utilisées

N°	Stations de mesure	Longitude (°)	Latitude (°)	Altitude (m)	Région	Nombre d'années et périodes de mesure
1	Adrar	-0,28	27,88	263	Sahara	10 (01/01/2001 à 31/12/2010)
2	Ain-Safra	-0,60	32,76	1059	Sahara	10 (01/01/2001 à 31/12/2010)
3	Alger-Port	3,1	36,76	12	Nord-côte	03 (01/01/2008 à 31/12/2010)
4	Annaba	7,81	36,83	04	Nord-côte	10 (01/01/2001 à 31/12/2010)
5	Arzew	-0,26	35,81	04	Nord-côte	08 (01/01/2003 à 31/12/2010)
6	Batna	6,18	35,75	1052	Nord-Tell	10 (01/01/2001 à 31/12/2010)
7	Borj Bou Arreridj	4,76	36,06	930	Nord-Tell	09 (01/01/2002 à 31/12/2010)
8	Bechar	-2,23	31,50	773	Sahara	10 (01/01/2001 à 31/12/2010)
9	Bejaia	5,06	36,71	02	Nord-côte	10 (01/01/2001 à 31/12/2010)
10	Beni-Abbas	-2,16	30,13	505	Sahara	09 (01/01/2002 à 31/12/2010)
11	Beni-Saf	-1,35	35,30	70	Nord-côte	07 (01/01/2004 à 31/12/2010)
12	Biskra	5,73	34,80	87	Sahara	10 (01/01/2001 à 31/12/2010)
13	Bordj Badji Mokhtar	0,95	21,33	398	Sahara	06 (01/01/2005 à 31/12/2010)
14	Boussaada	4,20	35,33	461	H.Plateaux	10 (01/01/2001 à 31/12/2010)
15	Chlef	1,33	36,21	143	Nord-Tell	04 (01/01/2003 à 31/12/2010)
16	Constantine	6,61	36,28	694	Nord-Tell	10 (01/01/2001 à 31/12/2010)
17	Dar-El-Beida (Alger)	3,25	36,68	25	Nord-Tell	10 (01/01/2001 à 31/12/2010)
18	Djanet	9,46	24,26	1054	Sahara	09 (01/01/2002 à 31/12/2010)
19	Djelfa	3,25	34,33	1144	H.Plateaux	10 (01/01/2001 à 31/12/2010)
20	El-Kala	8,45	36,9	13	Nord-côte	03 (01/01/2008 à 31/12/2010)
21	El-Bayadh	1,00	33,66	1347	H.Plateaux	10 (01/01/2001 à 31/12/2010)
22	El-Golea	2,86	30,56	397	Sahara	10 (01/01/2001 à 31/12/2010)
23	El-Kheiter	0,06	34,15	1001	H.Plateaux	09 (01/01/2002 à 31/12/2010)
24	El-Oued	6,11	33,50	63	Sahara	10 (01/01/2001 à 31/12/2010)
25	Ghardaia	3,81	32,40	450	Sahara	10 (01/01/2001 à 31/12/2010)
26	Ghazaouet	-1,86	35,10	05	Nord-côte	09 (01/01/2002 à 31/12/2010)
27	Hassi R'Mel	3,28	32,93	764	Sahara	03 (01/01/2008 à 31/12/2010)
28	Hassi-Massaoud	6,15	31,66	142	Sahara	10 (01/01/2001 à 31/12/2010)
29	Illizi	8,41	26,50	558	Sahara	10 (01/01/2001 à 31/12/2010)
30	In-Amenas	9,63	28,05	562	Sahara	10 (01/01/2001 à 31/12/2010)
31	In-Salah	2,46	27,23	269	Sahara	10 (01/01/2001 à 31/12/2010)
32	in-Salah-North	2,51	27,25	269	Sahara	10 (01/01/2001 à 31/12/2010)
33	Jijel-Achouat	5,78	36,80	02	Nord-côte	10 (01/01/2001 à 31/12/2010)
34	Jijel-Port	5,78	36,10	06	Nord-côte	03 (01/01/2008 à 31/12/2010)
35	Kasr-Chellala	2,31	35,16	801	H.Plateaux	09 (01/01/2002 à 31/12/2010)
36	Laghouat	2,93	33,76	765	Sahara	09 (01/01/2002 à 31/12/2010)
37	Maghnia	-1,78	34,81	428	Nord-Tell	08 (01/01/2003 à 31/12/2010)
38	Mascara-Ghriss	0,15	35,21	513	Nord-Tell	08 (01/01/2003 à 31/12/2010)
39	Mechria	-0,43	33,58	1149	H.Plateaux	10 (01/01/2001 à 31/12/2010)
40	Médea	2,75	36,28	1036	Nord-Tell	09 (01/01/2002 à 31/12/2010)

41	Milliana	2,23	36,30	721	Nord-Tell	10 (01/01/2001 à 31/12/2010)
42	Mostaganem	0,11	35,88	138	Nord-Tell	09 (01/01/2002 à 31/12/2010)
43	Msila	4,50	35,66	442	H.Plateaux	03 (01/01/2008 à 31/12/2010)
44	Naama	-0,30	33,26	1166	H.Plateaux	03 (01/01/2008 à 31/12/2010)
45	Oran-Senia	-0,60	35,63	90	Nord-Tell	10 (01/01/2001 à 31/12/2010)
46	Oran-Port	-0,65	35,70	22	Nord-côte	02 (01/01/2009 à 31/12/2010)
47	Oum-El-Bouagui	7,11	35,86	891	Nord-Tell	04 (01/01/2007 à 31/12/2010)
48	Ourgla	5,40	31,93	141	Sahara	10 (01/01/2001 à 31/12/2010)
49	Saïda	0,15	34,86	752	H.Plateaux	09 (01/01/2002 à 31/12/2010)
50	Sétif	5,41	36,18	1038	Nord-Tell	10 (01/01/2001 à 31/12/2010)
51	Sidi-Belabes	-0,61	35,20	476	Nord-Tell	09 (01/01/2002 à 31/12/2010)
52	Skikda	6,95	36,88	07	Nord-côte	10 (01/01/2001 à 31/12/2010)
53	Souk-Ahras	7,95	36,28	680	Nord-Tell	08 (01/01/2003 à 31/12/2010)
54	Tafraoui	-0,53	35,53	115	Nord-Tell	06 (01/01/2005 à 31/12/2010)
55	Tamanrasset	5,51	22,80	1364	Sahara	10 (01/01/2001 à 31/12/2010)
56	Tamanrasset-Aguenna	5,46	22,80	1377	Sahara	10 (01/01/2001 à 31/12/2010)
57	Tebessa	8,13	35,41	813	H.Plateaux	10 (01/01/2001 à 31/12/2010)
58	Tiaret	1,43	35,35	1127	H.Plateaux	10 (01/01/2001 à 31/12/2010)
59	Timimoun	0,28	29,25	312	Sahara	10 (01/01/2001 à 31/12/2010)
60	Tindouf	-8,13	27,70	431	Sahara	10 (01/01/2001 à 31/12/2010)
61	Tizi-Ouzou	4,05	36,70	189	Nord-Tell	08 (01/01/2003 à 31/12/2010)
62	Tlemcen-Zénata	-1,46	35,01	247	Nord-Tell	10 (01/01/2001 à 31/12/2010)
63	Touggourt	6,13	33,11	85	Sahara	10 (01/01/2001 à 31/12/2010)

Nous remarquons ainsi la présence de 29 stations de mesure réparties dans le Nord du pays, 11 dans les Hauts-Plateaux et 23 au Sud dans le Sahara. Ce qui donne un pourcentage de 46.03% au Nord, 17.46% dans les hauts-Plateaux et 36.50% au Sahara. Ainsi, un peu moins de la moitié des stations météorologiques est répartie au Nord du pays qui représente une partie infime de la surface couverte.

Par ailleurs, et afin d'augmenter la fiabilité des résultats lors de l'interpolation horizontale, des vitesses moyennes journalières de 24 stations se situant près des frontières dans 7 pays voisins et une en outre-mer ont été utilisées. Les données utilisées ont été mesurées sur une période de cinq (05) années allant du 01/01/2006 jusqu'au 31/12/2010. Leurs coordonnées géographiques sont représentées dans le Tableau IV-2.

L'idée d'utiliser des données de stations avoisinant les frontières a été présentée par Kasbadji-Merzouk dans sa thèse de doctorat en 2006 [3] où elle a introduit des vitesses moyennes annuelles de 16 stations météorologiques situées près des frontières Algériennes.

Tab. IV 2 : Coordonnées géographiques des stations de mesure utilisées près des frontières dans les pays voisins

N°	Stations de mesure	Longitude (°)	Latitude (°)	Altitude (m)	Pays
1	Oujda	-1,93	34,78	468	Maroc
2	Errachidia	-4,40	31,93	1034	Maroc
3	Midelt	-4,73	32,68	1515	Maroc
4	Nador	-2,91	34,98	03	Maroc
5	Ouarzazate	-6,90	30,93	1139	Maroc
6	El-Borma	9,16	31,68	258	Tunisie
7	El-Kef	8,70	36,13	518	Tunisie
8	Gafsa	8,81	34,41	313	Tunisie
9	Jendouba	8,80	36,48	143	Tunisie
10	Kasserine	8,45	35,15	707	Tunisie
11	Tabarka	8,75	36,95	20	Tunisie
12	Thala	8,68	35,55	1092	Tunisie
13	Tazeur	8,10	33,91	87	Tunisie
14	Bizerte	9,80	37,25	05	Tunisie
15	Gao	-0,05	16,26	265	Mali
16	Ghadames	9,50	30,13	346	Libye
17	Ghat	10,13	25,13	699	Libye
18	Nalut	10,98	31,86	621	Libye
19	Obari	12,78	26,60	463	Libye
20	Sebha	14,43	27,01	435	Libye
21	Agadez	7,98	16,96	501	Niger
22	Tahoua	5,25	14,90	386	Niger
23	Bir-Moghrein	-11,61	25,23	364	Mauritanie
24	Cagliari	9,05	39,25	04	Italie

2-Etude temporelle des paramètres

En répertoriant les stations météorologiques selon leur situation géographique (Nord-côte, Nord-Tell, Hauts-Plateaux, Nord du Sahara et Sahara), la vitesse moyenne et la densité de puissance moyenne sont données pour évaluer la ressource éolienne disponible. La distribution de Weibull avec ses deux paramètres sont quant à eux présentés pour donner une meilleure interprétation des résultats. Ces derniers sont donnés en fonction des mois, des saisons et de l'année pour l'ensemble des stations de mesures à la hauteur de l'anémomètre (10m).

Les mesures utilisées pour chaque période correspondent à des années successives.

Compte tenu de la robustesse et de la fiabilité de la méthode du maximum de vraisemblance en l'estimation des paramètres de Weibull A et k , nous avons choisi de l'utiliser dans notre travail.

Pour illustrer les interprétations de nos travaux, nous avons choisi de présenter 20 sites, quatre de chaque partie du pays (Littoral, Atlas tellien, Hauts-Plateaux, Nord du Sahara et le Sahara). Pour cela nous avons essayé de prendre des sites assez éloignés les uns des autres pour couvrir toutes les régions de l'Est à l'Ouest et du Nord au Sud. Les sites pris pour cette étude sont :

- Littoral : Ghazaouet, Arzew, Bejaia et El-Kala.
- Atlas Tellien : Tlemcen, Médea, Sétif et Souk-Ahras.
- Hauts-Plateaux : Méchria, Tiaret, Djelfa et Tébessa.
- Nord du Sahara : Béchar, Hassi-R'Mel, Ain-Safra et El-Oued.
- Grand Sahara: Tindouf, Adrar, Bordj-Badji-Mokhtar et In-Amenas.

Les résultats des autres sites sont donnés en Annexe.

2-1- Etude mensuelle

• Littoral

Dans cette partie, quatre sites ont été choisis allant de l'Est à l'Ouest, à savoir, El-Kala, Bejaia, Arzew et Ghazaouet. Le Tableau IV-3 donne la variation mensuelle de la vitesse et la densité de puissance moyenne, la Figure IV-2 quant à elle illustre la variation des deux paramètres de Weibull en fonction des mois.

Tab. IV-3 : Variations mensuelles de la vitesse moyenne et de la densité de puissance moyenne à 10m pour 4sites du littoral, Ghazaouet, Arzew, Bejaia et El-Kala

Stations	Ghazaouet		Arzew		Bejaia		El-Kala	
	<i>V</i> (m/s)	<i>P</i> (W/m ²)	<i>V</i> (m/s)	<i>P</i> (W/m ²)	<i>V</i> (m/s)	<i>P</i> (W/m ²)	<i>V</i> (m/s)	<i>P</i> (W/m ²)
Janvier	2,50	22,92	4,49	105,51	3,62	42,46	3,74	83,01
Février	2,55	23,98	4,34	85,05	3,41	35,73	5,03	222,10
Mars	2,53	26,60	4,73	108,51	3,22	28,69	4,03	94,05
Avril	2,59	22,37	4,78	98,02	3,00	22,78	4,20	82,80
Mai	2,55	20,03	4,62	88,09	2,85	17,59	3,71	65,12
Juin	2,23	11,32	4,05	55,05	2,94	20,17	3,60	55,61
Juillet	2,14	10,25	4,04	53,00	2,97	19,88	3,06	44,12
Aout	2,16	10,24	3,87	46,20	2,92	19,17	3,03	30,50
Septembre	2,15	10,19	3,97	51,44	2,88	18,42	3,31	48,30
Octobre	2,11	12,56	3,74	46,35	3,11	24,30	3,77	90,05
Novembre	2,62	24,50	4,06	67,84	3,41	34,56	3,70	57,23
Décembre	2,62	23,46	4,53	92,25	3,78	48,76	4,09	103,89

Les résultats du Tableau IV-3 donnent des vitesses moyennes mensuelles assez faibles pour les quatre stations et même si elles restent relativement constantes, nous remarquons clairement qu'elles décroissent entre le mois de Mai et Octobre. Ainsi, et pour le site de

Ghazaouet au nord-ouest, nous remarquons qu'il présente un gisement éolien faible, avec une vitesse moyenne comprise entre 2.15 et 2.62m/s et une densité de puissance moyenne maximale égale à 26.6W/m².

Le site d'Arzew sur la côte Ouest, donne une vitesse moyenne comprise entre 3.74m/s au mois d'Octobre et une maximale égale à 4.78m/s au mois d'Avril. La densité de puissance moyenne se limite à un maximum de 108.51W/m² au mois de Mars.

Pour le site de Béjaia sur la côte Est, comme pour le site de Ghazaouet, il présente un gisement éolien assez faible avec une vitesse moyenne minimale égale à 2.85m/s et une maximale de 3.78m/s avec une densité de puissance moyenne de 48.76W/m² au mois de Décembre.

Quant au site situé plus à l'Est et ouvert sur la mer méditerranée, il présente un gisement éolien assez moyen avec un pic en termes de vitesse moyenne au mois de Février atteignant 5m/s et une densité de puissance moyenne égale à 222.10W/m².

La Figure IV-2 illustre la variation mensuelle des deux paramètres de Weibull pour les quatre sites choisis. Elle donne un paramètre d'échelle relativement plus élevé du mois d'Octobre au mois de Mai pour les quatre sites, et une légère baisse du mois de Juin au mois de Septembre. Alors que le facteur de forme prend de l'ampleur durant ses mois de faible valeur du paramètre d'échelle. Cela s'explique par le fait que durant les mois chauds, même si le vent est relativement faible, il est plus ou moins constant et stable sur le littoral. Ce phénomène s'explique par ailleurs par les brises de mer et de terre vu la position géographique des sites choisis.

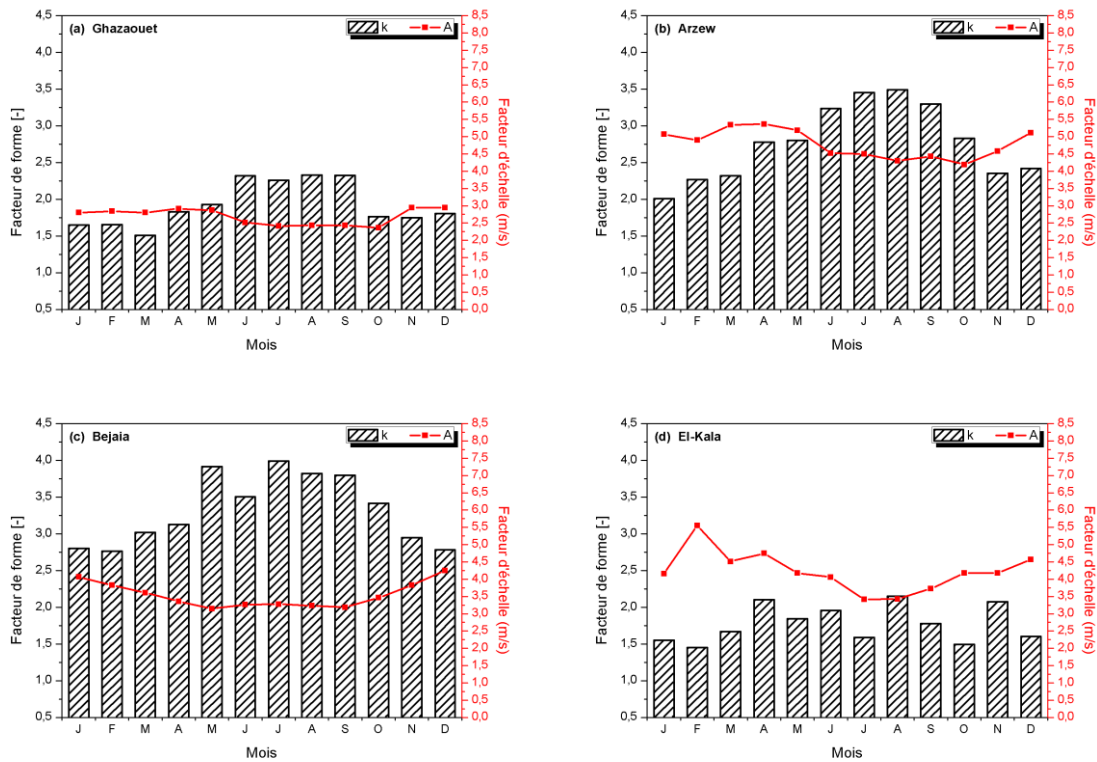


Fig. IV-2 : Variation mensuelle des deux paramètres de Weibull à 10m du sol pour les sites de Ghazaouet, Arzew, Bejaia et El-Kala au littoral.

• **Partie Nord-Tell**

Dans cette partie du Tell au Nord de l’Algérie, quatre sites ont été choisi, Tlemcen, Médéa, Sétif et Souk-Ahras. Le Tableau IV-4 donne la variation mensuelle de la vitesse et la densité de puissance moyenne, la Figure IV-3 illustre la variation des deux paramètres de Weibull en fonction des mois.

Tab. IV-4 : Variations mensuelles de la vitesse moyenne et de la densité de puissance moyenne à 10m pour 4 sites du Tell, Tlemcen, Médéa, Sétif et Souk-Ahras.

Stations	Tlemcen		Médéa		Sétif		Souk-Ahras	
	V (m/s)	P (W/m ²)	V (m/s)	P (W/m ²)	V (m/s)	P (W/m ²)	V (m/s)	P (W/m ²)
Janvier	2,05	38,06	2,93	54,37	3,79	58,63	3,68	145,60
Février	1,92	21,94	3,34	61,50	4,04	65,41	4,12	153,29
Mars	1,90	15,64	3,24	54,30	4,06	63,87	4,05	168,52
Avril	2,07	11,44	3,38	49,44	4,14	62,17	3,84	97,60
Mai	2,37	13,72	3,15	38,32	3,89	47,89	3,26	62,08
Juin	2,23	8,97	3,09	31,27	3,94	47,94	3,35	55,27
Juillet	2,21	8,38	2,63	17,57	3,71	37,16	3,24	40,03
Aout	2,06	7,32	2,75	20,90	3,75	39,18	3,38	50,99
Septembre	1,81	5,74	2,71	21,14	3,57	35,27	3,32	52,09
Octobre	1,75	8,59	2,82	30,46	3,48	34,54	2,94	60,69
Novembre	1,90	25,23	3,07	46,15	3,90	60,00	3,56	121,47
Décembre	1,97	46,69	3,16	50,89	3,66	49,00	3,54	185,54

Pour les régions de l'intérieur de l'Atlas tellien au Nord du pays et à partir des résultats du Tableau IV-4, nous remarquons que la variation de la vitesse moyenne reste relativement faible en fonction des mois, avec une vitesse moyenne minimale entre juillet et octobre et une vitesse moyenne maximale estimée entre février et mai, pour les 4 sites.

Le site de Tlemcen comprend une vitesse moyenne mensuelle comprise entre 1.57m/s au mois d'Octobre et un maximum de 2.37m/s au mois de Mai. La densité de puissance moyenne maximale est estimée au mois de Décembre avec une valeur de 46.69W/m².

Médéa comprend un site avec une vitesse moyenne mensuelle maximale au mois d'Avril et une minimale au mois de Juillet. La densité de puissance maximale est égale à 61.5W/m² évaluée au mois de Février.

La région de Sétif dispose d'un site météorologique avec une vitesse moyenne mensuelle comprise entre 3.48 et 4.14m/s au mois d'Avril et une densité de puissance moyenne maximale au mois de Février égale à 65.41W/m².

Pour le site de Souk-Ahras, la vitesse moyenne mensuelle est comprise entre 2.94 et 4.12m/s au mois de Février et une densité de puissance moyenne maximale égale à 185.54W/m² au mois de Décembre.

La Figure IV-3 qui donne la variation mensuelle des deux paramètres de Weibull pour les quatre sites, montre que le paramètre d'échelle est relativement stable durant les douze mois de l'année et que le facteur de forme a une valeur qui augmente significativement durant les mois chauds allant d'Avril à Octobre. Induisant ainsi à un vent beaucoup plus stable durant ses mois de l'année. Le site de Sétif (Fig.IV-3.c) comprend un pic au mois de juillet pour le paramètre de forme atteignant les 4.4 confirmant la constance du vent durant ce mois même s'il reste faible.

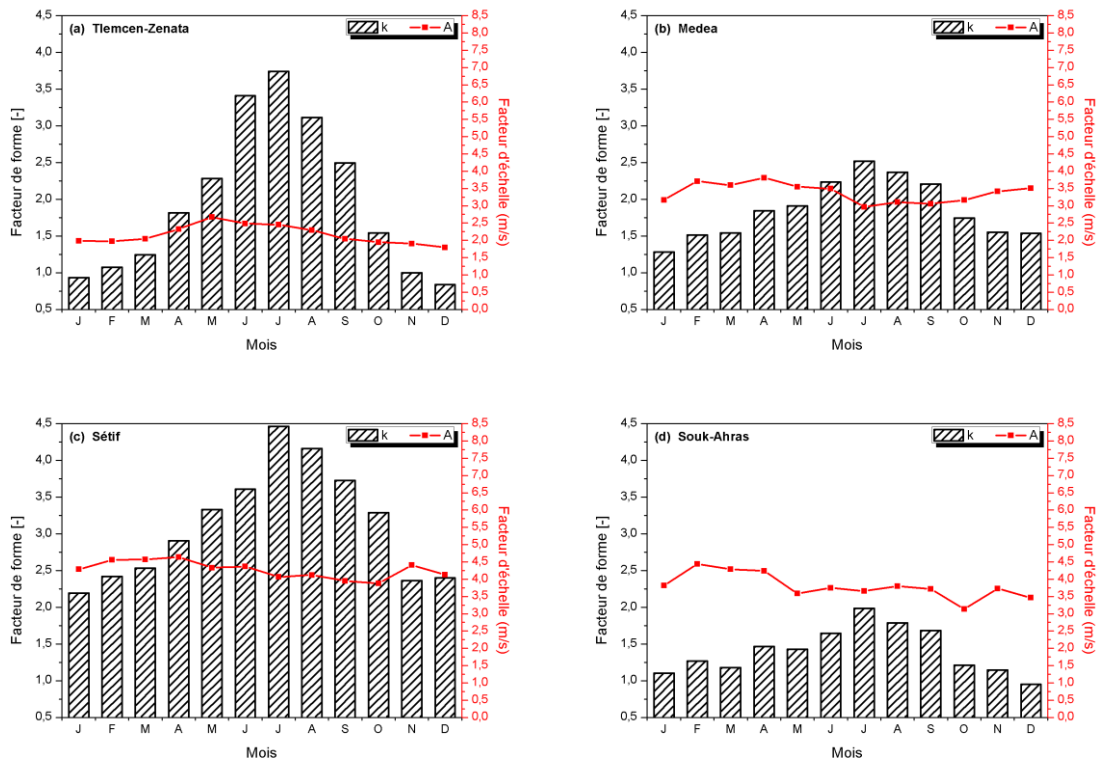


Fig.IV-3 : Variation mensuelle des deux paramètres de Weibull à 10m du sol pour les sites de Tlemcen, Médéa, Sétif et Souk-Ahras à l'intérieur de l'Atlas Tellien.

• **Hauts-Plateaux**

Dans cette partie surélevée du pays, quatre sites ont été choisis, Méchria, Tiaret, Djelfa et Tébessa. Le Tableau IV-5 donne la variation mensuelle de la vitesse et la densité de puissance moyenne, la Figure IV-4 illustre la variation des deux paramètres de Weibull en fonction des mois.

Tab. IV-5 : Variations mensuelles de la vitesse moyenne et de la densité de puissance moyenne à 10m pour 4 sites des Hauts Plateaux, Méchria, Tiaret, Djelfa et Tébessa.

Stations	Méchria		Tiaret		Djelfa		Tébessa	
	V (m/s)	P (W/m ²)	V (m/s)	P (W/m ²)	V (m/s)	P (W/m ²)	V (m/s)	P (W/m ²)
Janvier	4,70	154,30	4,40	231,49	4,27	134,12	3,14	62,34
Février	5,12	185,07	4,28	176,20	4,75	157,40	3,67	73,95
Mars	5,32	164,64	4,30	148,46	5,04	168,81	3,74	78,94
Avril	5,64	188,62	4,18	112,59	5,53	187,42	3,89	68,77
Mai	5,57	164,72	3,87	84,65	5,05	156,98	3,55	49,95
Juin	5,03	114,48	3,62	53,24	4,68	119,88	3,18	32,74
Juillet	4,73	91,84	3,45	45,01	4,40	85,48	3,05	26,78
Aout	4,61	90,19	3,43	45,07	4,33	90,42	2,94	22,19
Septembre	4,72	104,99	3,25	53,40	4,18	87,63	2,81	24,87
Octobre	4,44	100,37	3,75	98,36	4,41	106,16	2,66	32,65
Novembre	4,61	126,68	4,62	194,38	4,57	150,91	3,08	51,02
Décembre	5,03	156,00	4,63	196,39	4,52	133,73	3,32	72,74

Pour les régions des Hauts-plateaux du pays et à partir des résultats du Tableau IV-5, nous remarquons que la vitesse moyenne varie en fonction des mois. Ainsi, le mois d'Avril correspond à la valeur maximale en terme de vitesse moyenne pour la ville de Méchria, Djelfa et Tébessa avec respectivement 5.64, 5.53 et 3.89m/s. Par contre, pour le site de Tiaret à l'Ouest des Hauts Plateaux du pays, la vitesse moyenne maximale est donnée au mois de Décembre avec une valeur égale à 4.63m/s. Quant aux valeurs minimales des vitesses moyennes, elles sont comprises entre Juillet et Octobre, avec des valeurs égales à 4.44, 3.25, 4.18 et 2.66m/s respectivement pour Méchria, Tiaret, Djelfa et Tébessa.

La Figure IV-4 donne la variation mensuelle des deux paramètres de Weibull pour les quatre sites. Elle illustre un paramètre d'échelle qui atteint une valeur maximale au mois d'Avril pour Méchria, Djelfa et Tébessa. Pour Tiaret, le mois de Novembre correspond à la valeur maximale. Nous remarquons que le facteur d'échelle comprend une baisse à partir du mois de Mai pour l'ensemble des sites choisis et atteint une valeur minimale au mois de Septembre pour Tiaret et Djelfa et au mois d'Octobre pour Méchria et Tébessa. Quant au paramètre de forme, il croît considérablement en milieu d'année entre Mai et Septembre pour Méchria, Tiaret et Tébessa et légèrement pour Djelfa. Cela implique que le vent est assez constant durant cette période. La valeur assez élevée des deux paramètres de Weibull au mois d'Avril, nous mène à conclure que la vitesse moyenne est maximale en ce mois pour les sites Méchria, Djelfa et Tébessa.

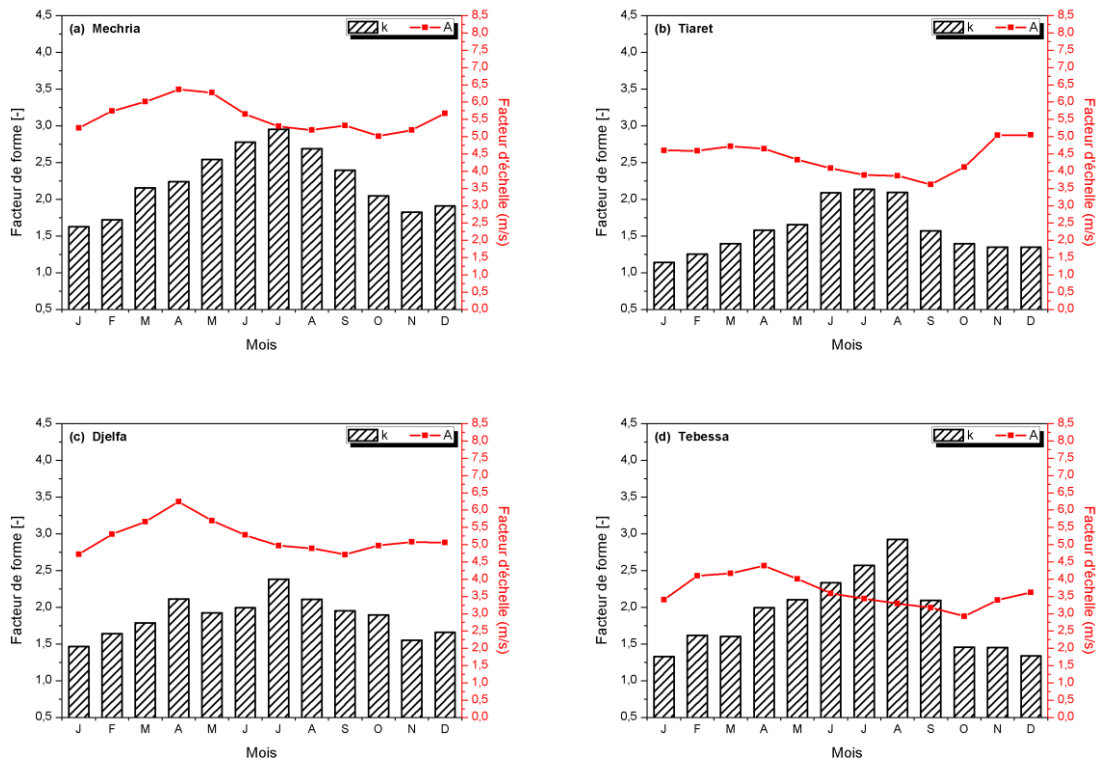


Fig. IV-4 : Variation mensuelle des deux paramètres de Weibull à 10m du sol pour les sites de Méchria, Tiaret, Djelfa et Tébessa des hauts Plateaux.

• Nord du Sahara

Dans cette partie du Sahara Algérien, à une latitude supérieure à 31° quatre sites ont été choisis, Béchar, Hassi R'Mel, Ain-Safra et El-Oued. Le Tableau IV-6 donne la variation mensuelle de la vitesse et la densité de puissance moyenne, la Figure IV-5 illustre la variation des deux paramètres de Weibull en fonction des mois.

Tab. IV-6 : Variations mensuelles de la vitesse moyenne et de la densité de puissance moyenne à 10m pour 4 sites au Nord du Sahara, Béchar, Hassi R'Mel, Ain-Safra et El-Oued.

Stations	Béchar		Hassi R'Mel		Ain-Safra		El-Oued	
	V (m/s)	P (W/m ²)	V (m/s)	P (W/m ²)	V (m/s)	P (W/m ²)	V (m/s)	P (W/m ²)
Janvier	2,61	61,97	5,57	307,86	2,26	37,56	2,29	38,58
Février	3,25	60,26	5,75	265,90	2,63	39,43	2,63	41,16
Mars	4,19	108,67	6,79	376,35	2,97	43,15	3,34	72,50
Avril	4,94	133,19	7,80	446,10	3,28	50,93	3,85	84,62
Mai	5,17	149,85	8,21	471,71	3,24	43,94	4,01	101,47
Juin	4,50	85,86	7,53	396,64	2,80	29,03	3,63	70,00
Juillet	4,29	69,53	5,66	173,81	2,40	17,74	3,33	50,02
Aout	4,02	57,41	5,75	169,88	2,54	19,31	3,14	37,77
Septembre	3,87	58,11	5,70	194,92	2,39	21,79	2,92	37,60
Octobre	3,31	47,88	5,03	234,98	2,10	19,13	2,16	25,56
Novembre	2,98	56,49	4,92	307,35	2,05	24,39	1,93	24,15
Décembre	2,59	39,98	5,21	270,70	2,17	27,23	2,25	33,36

Pour les régions du Nord du Sahara et à partir des résultats du Tableau IV-6, nous remarquons que la vitesse moyenne varie considérablement en fonction des mois. La variation de vitesse entre les mois atteint 3.29m/s pour Hassi-R'Mel. Notons aussi que le mois de Mai correspond à la valeur de la vitesse moyenne maximale pour Béchar, Hassi-R'Mel et El-Oued avec respectivement, 5.17, 8.21, 4.01m/s et le mois d'Avril pour site de Ain-Safra avec 4.01m/s. Les vitesses moyennes minimales pour l'ensemble des sites choisis ont été estimées pour les mois de Novembre et Décembre avec 2.59, 4.92, 2.05 et 1.92m/s respectivement pour Béchar, Hassi R'Mel, Ain-Safra et El-Oued. Notons aussi le bon potentiel éolien au site de Hassi-R'Mel avec une densité de puissance moyenne maximale atteinte au mois de Mai égale à 471.71W/m².

La Figure IV-5 illustre la variation mensuelle des deux paramètres de Weibull pour les quatre sites. Elle donne une légère croissance du paramètre d'échelle pour les quatre sites entre le mois de Février et le mois de Juillet où le pic est atteint pour les deux mois d'Avril et de Mai. Le Paramètre de forme croit sensiblement entre Avril et Septembre pour les deux régions les plus à l'Ouest (Béchar et Hassi R'Mel) et légèrement pour Ain-Safra et El-Oued. La bonne valeur des deux paramètres de Weibull au mois de Mai pour le site de Hassi-R'Mel explique le bon potentiel éolien en ce mois.

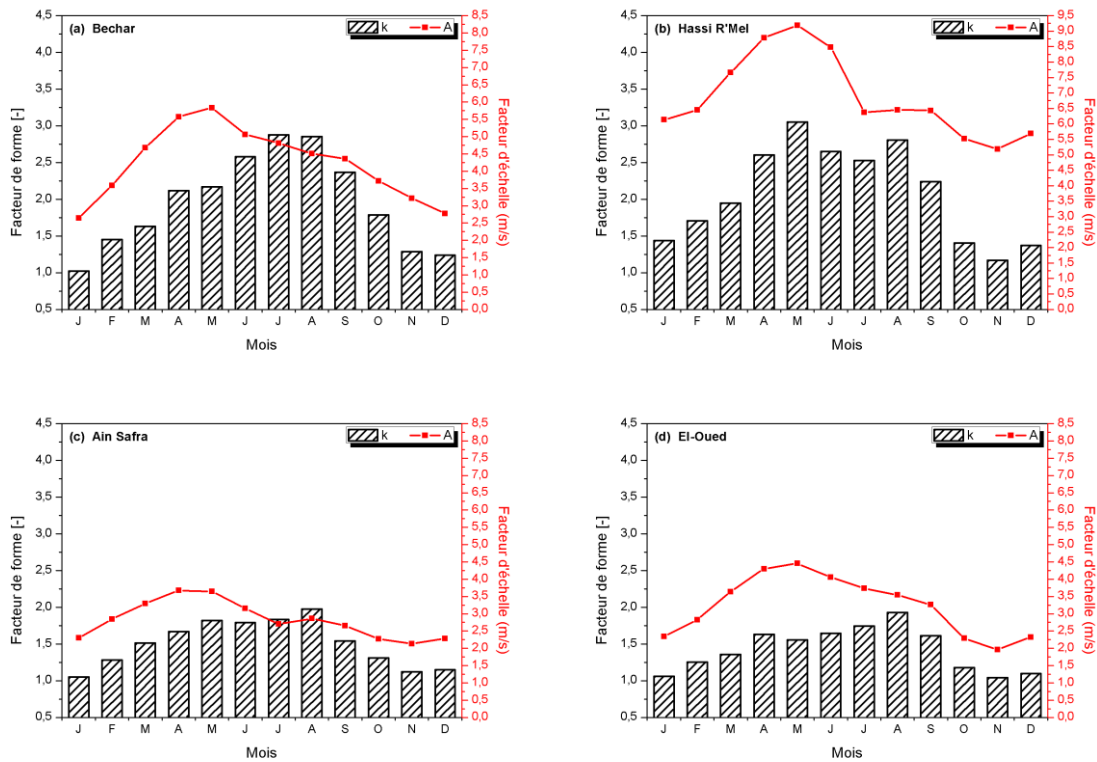


Fig. IV-5 : Variation mensuelle des deux paramètres de Weibull à 10m du sol pour les sites de Béchar, Hassi R'Mel, Ain-Safra et El-Oued aux portes du Sahara.

• **Sahara**

Dans cette partie du grand Sahara, à une latitude comprise entre 19 et 31° quatre sites ont été choisi, Tindouf, Adrar, Bordj Badji Mokhtar et In-Amenas. Le Tableau IV-7 donne la variation mensuelle de la vitesse et la densité de puissance moyenne. La Figure IV-6 illustre la variation des deux paramètres de Weibull en fonction des mois.

Tab. IV-7 : Variations mensuelles de la vitesse moyenne et de la densité de puissance moyenne à 10m pour 4 sites au Sud du Sahara, Tindouf, Adrar, Bordj Badji Mokhtar et In-Amenas.

Stations	Tindouf		Adrar		Bordj Badji Mokhtar		In-Amenas	
	V (m/s)	P (W/m ²)	V (m/s)	P (W/m ²)	V (m/s)	P (W/m ²)	V (m/s)	P (W/m ²)
Janvier	4,65	152,44	5,98	174,40	5,56	242,43	3,84	79,63
Février	5,39	197,77	6,42	236,06	4,72	247,49	4,29	97,90
Mars	5,74	210,89	6,76	247,44	5,31	174,12	4,66	145,18
Avril	6,92	311,55	7,00	285,96	5,70	202,79	5,04	135,18
Mai	7,34	363,62	7,19	278,22	5,22	184,12	5,67	174,37
Juin	6,99	295,67	6,28	188,00	5,34	208,72	5,23	127,31
Juillet	5,65	144,91	6,81	240,56	5,94	261,25	4,73	88,64
Aout	5,77	159,73	6,33	191,45	5,78	239,49	4,84	93,78
Septembre	6,32	229,57	6,14	183,95	5,49	223,93	4,71	94,52
Octobre	4,82	128,95	5,95	171,21	4,11	183,15	4,35	75,39
Novembre	4,54	119,76	5,94	173,54	3,23	116,50	4,08	76,39
Décembre	4,18	95,39	5,61	144,90	3,82	137,33	3,84	68,41

Pour ces régions, les résultats du Tableau IV-7 nous montrent que, comme pour le Nord du Sahara, que la vitesse moyenne du vent varie sensiblement en fonction des mois. Le mois de Mai correspond à la vitesse moyenne maximale pour Tindouf, Adrar et In-Aménas avec respectivement 7.24, 7.19 et 5.67m/s. Pour le site de Bordj-Badji-Mokhtar à l'extrême Sud du pays, la vitesse moyenne maximale se situe au mois de Juillet avec une valeur égale à 5.94m/s. La densité de puissance moyenne pour les quatre sites, atteint une valeur maximale égale à 363.62, 285.96, 261.25 et 174.37W/m² pour Tindouf, Adrar, Bordj-Badji-Mokhtar et In-Amenas. Quant aux valeurs minimales de la vitesse du vent elles sont évaluées au mois de Décembre pour Tindouf, Adrar et In-Aménas avec des valeurs égales à 4.18, 5.61 et 3.84m/s respectivement. Le mois de Décembre correspond à la valeur minimale de la vitesse du vent pour le site de Bordj-Badji-Mokhtar avec 3.23m/s. Notons que pour les 4 sites étudiés dans cette partie du Sahara, le potentiel éolien est bien plus important que dans les autres parties du pays.

La Figure IV-6 illustre la variation mensuelle des deux paramètres de Weibull pour les quatre sites. Elle donne une augmentation du paramètre de forme pour les deux sites de Tindouf et In-Aménas entre Juillet et Septembre, entre Mai et Septembre pour Bordj-Badji-Mokhtar à l'extrême Sud du pays. Par contre cette augmentation est relativement faible entre le mois de Mai et Août pour Tindouf. Néanmoins elle reste assez constante avec une valeur comprise entre 2.5 et 4 au mois de Mai. Ce qui correspond aussi au pic maximal de la valeur du paramètre d'échelle pour Tindouf, Adrar et In-Aménas. Par contre, pour le site de Bordj-Badji-Mokhtar, cette valeur est atteinte au mois de Juillet. Notons aussi que le facteur d'échelle augmente relativement entre Avril et Septembre et décroît entre Octobre et Mars.

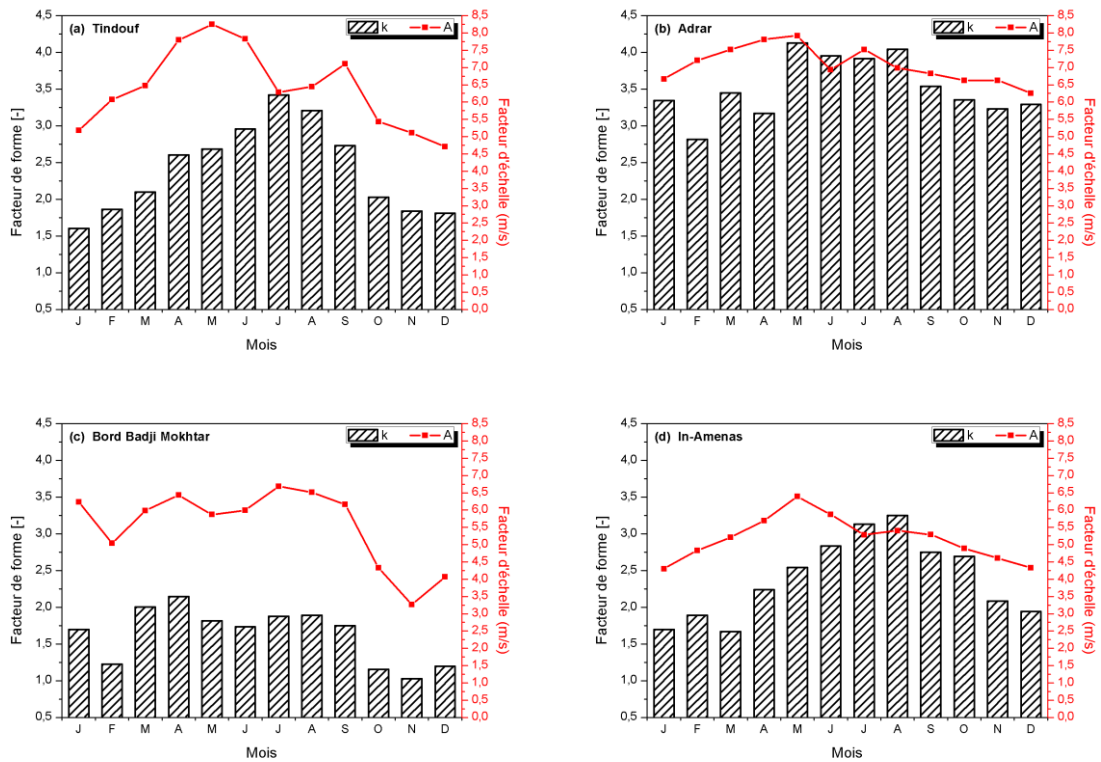


Fig. IV-6 : Variation mensuelle des deux paramètres de Weibull à 10m du sol pour les sites de Tindouf, Adrar, Bordj Badji Mokhtar et In-Amenas.

2-2- Etude saisonnière

- Littoral

Dans cette partie, comme pour l'étude mensuelle, les résultats des sites de Ghazaouet, Arzew, Bejaia et El-Kala sont représentés sur la Figure IV-7. Celle-ci illustre la distribution saisonnière de Weibull avec les valeurs des deux paramètres, la vitesse moyenne et la densité de puissance moyenne saisonnière.

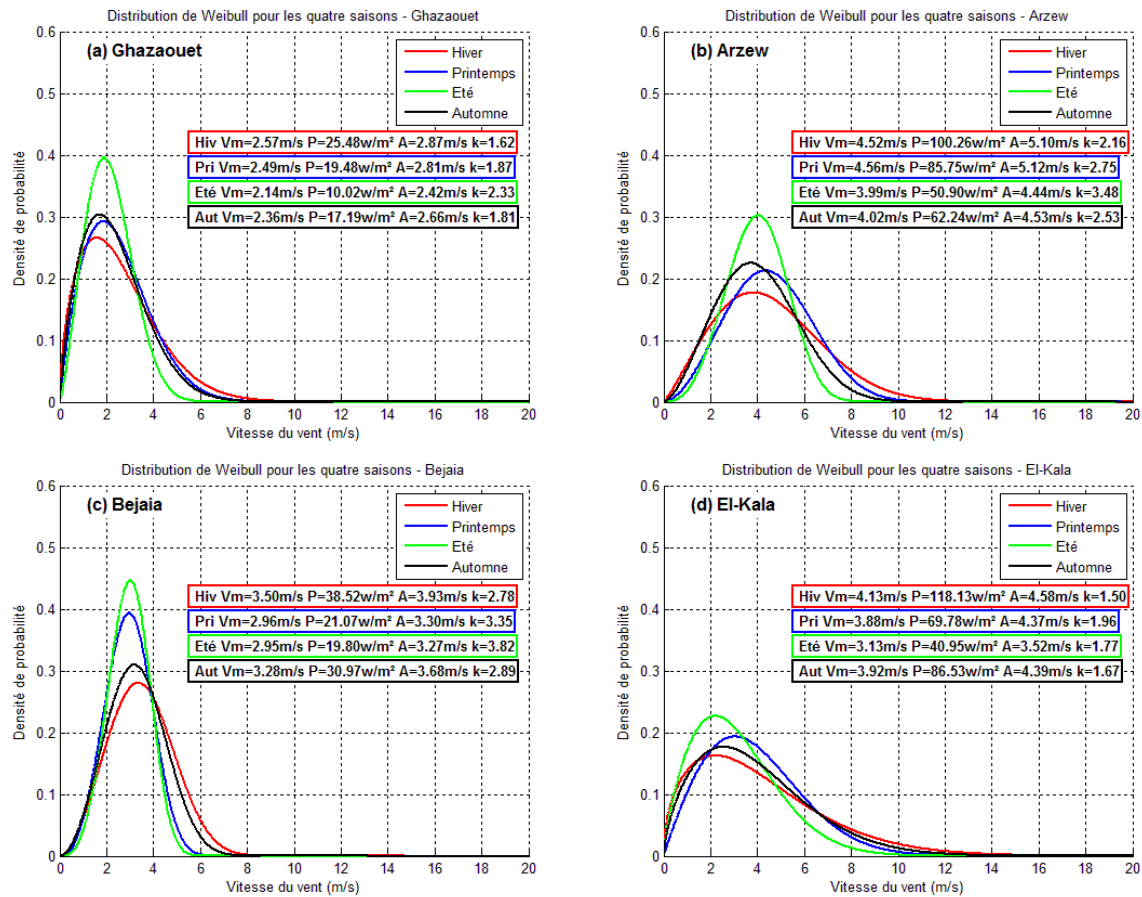


Fig. IV-7 : Variation saisonnière de la distribution de Weibull à 10m du sol pour les sites de Ghazaouet, Arzew, Bejaia et El-Kala.

À partir des distributions de Weibull représentées dans la Figure IV-7, nous relevons les points suivants :

-Site de Ghazaouet : la vitesse du vent couvre une gamme qui s'étend jusqu'à 9m/s en hiver, 8m/s au printemps et en Automne et n'excède pas les 6m/s en été. La vitesse moyenne du vent varie très peu avec une moyenne maximale de 2.57m/s en hiver et une minimale de 2.14m/s en été. La densité de puissance reste très faible et ne dépasse pas 25W/m². Quant à la valeur maximale des deux paramètres de Weibull, elle est atteinte, pour le facteur de forme en été avec une valeur de 2.33 et pour le facteur d'échelle en hiver avec une valeur de 2.87m/s.

-Site d'Arzew : la vitesse du vent couvre une assez large gamme qui s'étend jusqu'à 12m/s en hiver, 10m/s en printemps et en Automne et n'excède pas 8m/s en été. La vitesse moyenne du vent varie avec une moyenne maximale au printemps égale à 4.56m/s et une minimale égale à 4m/s en été. La densité de puissance reste faible et ne dépasse pas 100W/m² en hiver. Quant aux deux paramètres de Weibull, le facteur de forme est assez important

atteignant un maximum en été avec une valeur de 3.48. Alors que, le maximum du facteur d'échelle est atteint au printemps avec une valeur 5.12m/s.

-Site de Bejaia : la vitesse du vent couvre une gamme qui s'étend jusqu'à 8m/s en hiver, 7m/s en Automne et n'excède pas 6m/s en été et au printemps. La vitesse moyenne du vent varie en fonction des saisons avec une moyenne maximale en hiver égale à 3.5m/s et une minimale égale à 2.95m/s en été. La densité de puissance comme pour le site de Ghazaouet reste assez faible et ne dépasse pas 38.52W/m² en hiver. Quant aux deux paramètres de Weibull, le facteur de forme est assez important prenant un maximum en été avec une valeur de 3.82 et la maximale du facteur d'échelle en hiver avec 3.93m/s.

-Site d'El-Kala : la vitesse du vent couvre une assez large gamme qui s'étend jusqu'à 14m/s en hiver, 13m/s en Automne et au printemps et n'excède pas 10m/s en été. La vitesse moyenne du vent varie en fonction des saisons avec une moyenne maximale en hiver égale à 4.13m/s et une minimale égale à 3.13m/s en été. La densité de puissance pour le site en question reste assez faible et ne dépasse pas 118.13W/m² en hiver. Quant aux deux paramètres de Weibull, le facteur de forme est assez important mais pas autant que les deux sites de d'Arzew et de Bejaia prenant un maximum au printemps en avoisinant la valeur de 2 et la maximale du facteur d'échelle en hiver avec 4.58m/s.

- **Atlas Tellien**

Dans cette partie de l'Atlas Tellien au Nord du pays, comme pour l'étude mensuelle, les résultats des sites de Tlemcen, Médéa, Sétif et Souk-Ahras sont présentés sur la Figure IV-8 qui illustre la Distribution saisonnière de Weibull avec les valeurs des deux paramètres, la vitesse moyenne et la densité de puissance moyenne saisonnière.

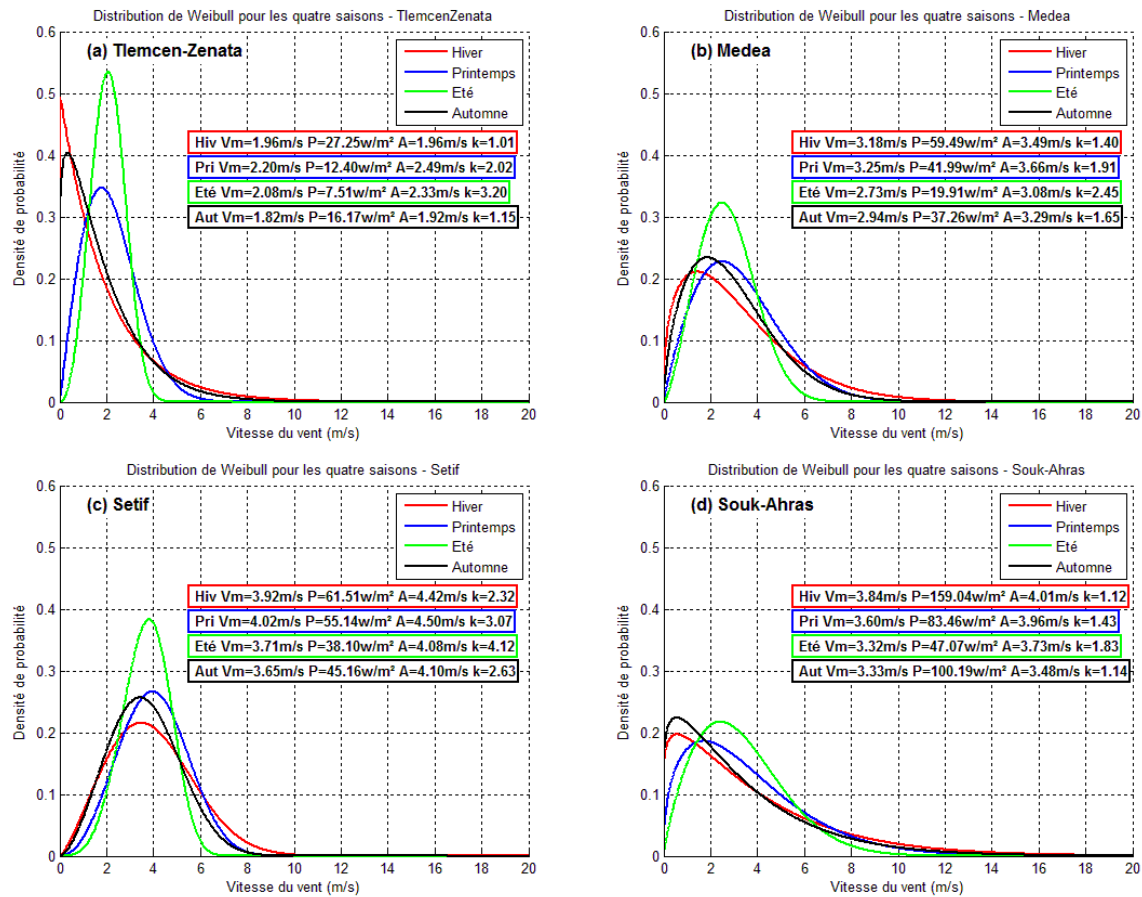


Fig. IV-8 : Variation saisonnière de la distribution de Weibull à 10m du sol pour les sites de Tlemcen, Médéa, Sétif et Souk-Ahras.

À partir des distributions de Weibull représentées dans la Figure IV-8, nous relevons les points suivants :

-Site de Tlemcen : la vitesse du vent couvre une gamme qui s'étend jusqu'à 10m/s en hiver, 8m/s au printemps et en Automne et n'excède pas les 6m/s en été. La vitesse moyenne du vent varie très peu avec une moyenne maximale au printemps égale à 2.2m/s et une minimale égale à 1.82m/s en automne. La densité de puissance reste très faible et ne dépasse pas 28W/m². Quant aux deux paramètres de Weibull, le facteur de forme atteint son maximum en été avec une valeur de 3.2 mais avoisine la faible valeur de 1 en hiver et au printemps d'où l'allure exponentielle de la distribution. Le facteur d'échelle est maximal au printemps avec 2.49m/s.

-Site de Médéa : la vitesse du vent couvre une gamme plus importante que le site de Tlemcen qui s'étend jusqu'à 12m/s en hiver, 10m/s en printemps et en automne et n'excède pas 7m/s en été. La vitesse moyenne du vent varie avec une moyenne maximale au printemps égale à 3.25m/s et une minimale égale à 2.73m/s en été. La densité de puissance reste faible et

ne dépasse pas 60W/m^2 en hiver. Quant aux deux paramètres de Weibull, le facteur de forme est compris entre 1.40 et 2.45 en été ; la valeur maximale du facteur d'échelle est estimée au printemps avec 3.66m/s .

-Site de Sétif : la vitesse du vent couvre une gamme qui s'étend jusqu'à 10m/s en hiver, 8m/s en Automne et au printemps et n'excède pas 7m/s en été. La vitesse moyenne du vent varie en fonction des saisons avec une moyenne maximale en hiver égale à 4m/s et une minimale égale à 3.65m/s en automne. La densité de puissance comme pour les deux sites précédents reste assez faible avec un maximum de 61.51W/m^2 en hiver. Quant aux deux paramètres de Weibull, le facteur de forme est assez important avec un maximum en été de 4.12 et une minimale en automne de 2.63. Nous concluons ainsi, que le vent est constant et très régulier soufflant en grande partie autour de la vitesse moyenne même si elle reste faible. Quant au paramètre d'échelle il prend une valeur maximale au printemps avec 4.50m/s .

-Site de Souk-Ahras: la vitesse du vent couvre une large gamme qui s'étend jusqu'à 17m/s en hiver, 14m/s en Automne et au printemps et n'excède pas 10m/s en été. La vitesse moyenne du vent ne varie pas considérablement en fonction des saisons où la valeur moyenne maximale est de 3.84m/s en hiver et la valeur moyenne minimale est de 3.3m/s en été et en automne. En adéquation avec les autres sites étudiés sur cette partie du pays, la densité de puissance pour le site en question reste assez faible et ne dépasse pas 160W/m^2 en hiver. Quant aux deux paramètres de Weibull, le facteur de forme est assez faible en hiver et en automne en avoisinant la valeur 1, d'où l'allure exponentielle de la distribution, incluant ainsi un vent inconstant durant ces deux périodes, et atteint une valeur maximale de 1.8 en été ; le facteur d'échelle quant à lui prend une valeur maximale en hiver avec 4m/s .

- **Hauts-Plateaux :**

Dans cette partie surélevée du pays, comme pour l'étude mensuelle, les résultats des sites de Méchria, Tiaret, Djelfa et Tébessa sont présentés sur la Figure IV-9 qui illustre la Distribution saisonnière de Weibull avec les valeurs des deux paramètres, la vitesse moyenne et la densité de puissance moyenne saisonnière.

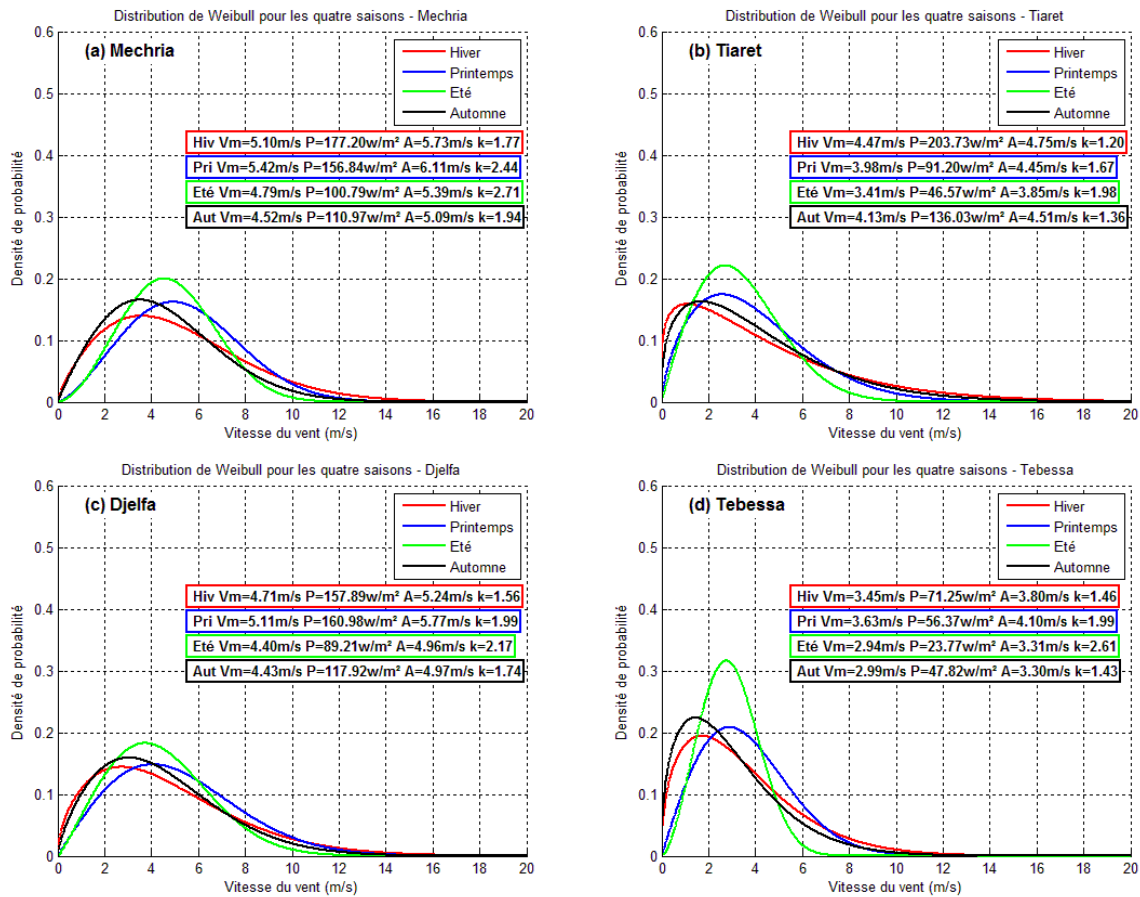


Fig. IV-9 : Variation saisonnière de la distribution de Weibull à 10m du sol pour les sites de Méchria, Tiaret, Djelfa et Tébessa.

À partir des distributions de Weibull représentées dans la Figure IV-9, nous relevons les points suivants :

-Site de Méchria : la vitesse du vent couvre une assez large gamme qui s'étend jusqu'à 16m/s en hiver, 13m/s au printemps et en Automne et n'excède pas 11m/s en été. La vitesse moyenne du vent varie très peu avec une moyenne maximale au printemps de 5.42m/s et une minimale de 4.52m/s en automne. La densité de puissance reste assez moyenne avec un maximum de 177W/m² en hiver. Quant aux deux paramètres de Weibull, ils atteignent leur maximum au printemps : le facteur de forme 2.44 et le facteur d'échelle 6.11m/s.

-Site de Tiaret : la vitesse du vent couvre une très large gamme qui s'étend jusqu'à 19m/s en hiver, 16m/s au printemps et en automne. Elle reste limitée à 10m/s en été. La vitesse moyenne du vent varie avec une moyenne maximale en hiver égale à 4.47m/s et une minimale égale à 3.41m/s en été. La densité de puissance varie de façon conséquente en fonction des saisons où elle atteint 200W/m² en hiver et ne dépasse pas 50W/m² en été. Quant

aux deux paramètres de Weibull, le facteur de forme prend une valeur maximale de 2 en été et le facteur d'échelle atteint son maximum en hiver avec 4.75m/s.

-Site de Djelfa : la vitesse du vent couvre une assez large gamme qui s'étend jusqu'à 16m/s en hiver, 14m/s en automne et au printemps et 12m/s en été. La vitesse moyenne du vent varie peu en fonction des saisons avec une moyenne maximale au printemps égale à 5.11m/s et une minimale égale à 4.40m/s en été. La densité de puissance comme pour le site de Méchria reste assez moyenne avec une valeur maximale atteinte au printemps égale à 160W/m². Quant aux deux paramètres de Weibull, le facteur de forme est stable prenant un maximum en été avec une valeur de 2.17 et la maximale du facteur d'échelle au printemps avec 5.77m/s.

-Site de Tébessa: la vitesse du vent couvre une gamme qui s'étend jusqu'à 13m/s en hiver, 12m/s en automne et au printemps et n'excède pas 7m/s en été. La vitesse moyenne du vent varie en fonction des saisons avec une moyenne maximale au printemps égale à 3.63m/s et une minimale égale à 2.94m/s en été. La densité de puissance pour le site en question reste très faible et ne dépasse pas 71W/m² en hiver. Quant aux deux paramètres de Weibull, le facteur de forme est assez important prenant une valeur maximale en été avec 2.61 ; la maximale du facteur d'échelle est de 4.1m/s au printemps.

- **Nord du Sahara :**

Dans cette partie aux portes du Sahara Algérien, comme pour l'étude mensuelle, les résultats des sites de Béchar, Hassi R'Mel, Ain-Safra et El-Oued sont présentés sur la Figure IV-10 qui illustre la Distribution saisonnière de Weibull avec les valeurs des deux paramètres, la vitesse moyenne et la densité de puissance moyenne saisonnière.

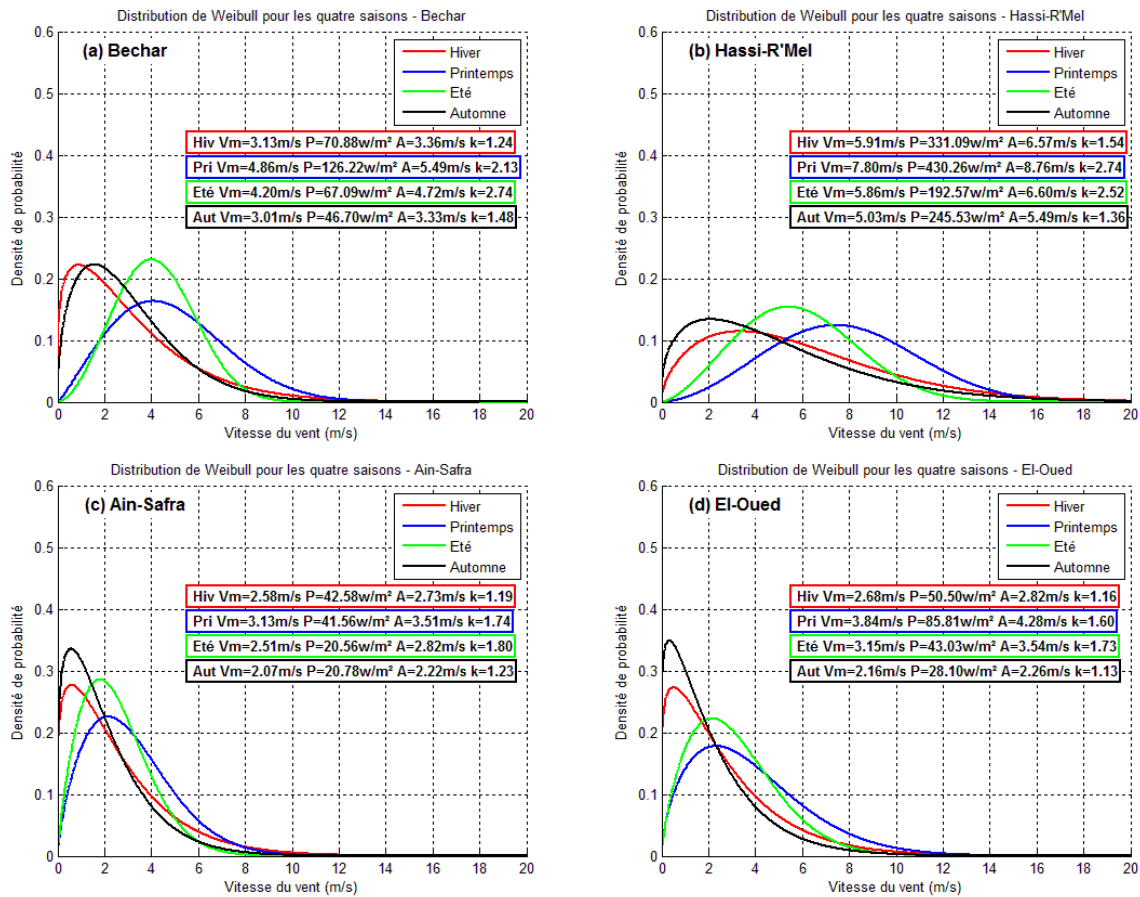


Fig. IV-10 : Variation saisonnière de la distribution de Weibull à 10m du sol pour les sites de Béchar, Hassi R'Mel, Ain-Safra et El-Oued.

À partir des distributions de Weibull représentées dans la Figure IV-10, nous relevons les points suivants :

-Site de Béchar : la vitesse du vent couvre une gamme qui s'étend jusqu'à 13m/s en hiver et en automne, 12m/s au printemps et n'excède pas les 10m/s en été. La vitesse moyenne du vent varie avec une moyenne maximale au printemps égale à 4.86m/s et une minimale égale à 3.01m/s en automne. La densité de puissance reste faible et se limite à 126W/m² au printemps. Quant aux deux paramètres de Weibull, le facteur de forme atteint son maximum en été avec une valeur de 2.74 et le facteur d'échelle au printemps avec 5.49m/s.

-Site de Hassi R'Mel : la vitesse du vent couvre une très large gamme qui s'étend jusqu'à 20m/s en hiver, 19m/s en automne, 18m/s au printemps et atteint 14m/s en été. La vitesse moyenne du vent varie avec une valeur maximale au printemps égale à 7.8m/s et une minimale de 5m/s en automne. La densité de puissance reste très importante dans cette zone du nord du Sahara où la valeur minimale avoisine les 200W/m² en été est atteint un maximum

au printemps avec $430\text{W}/\text{m}^2$. Quant aux deux paramètres de Weibull, le facteur de forme est important au printemps et en été et l'est un peu moins en automne et en hiver ; le facteur d'échelle atteint son maximum au printemps avec $8.76\text{m}/\text{s}$.

-Site de Ain-Safra: la vitesse du vent couvre une petite gamme qui s'étend jusqu'à $12\text{m}/\text{s}$ en hiver, $10\text{m}/\text{s}$ au printemps et n'excède pas $8\text{m}/\text{s}$ en été et en automne. La vitesse moyenne du vent varie en fonction des saisons avec une moyenne maximale au printemps égale à $3.13\text{m}/\text{s}$ et une minimale de $2.07\text{m}/\text{s}$ en automne. La densité de puissance reste très faible où elle ne dépasse pas $20\text{W}/\text{m}^2$ en été et en automne et reste écrêtée à $40\text{W}/\text{m}^2$ en hiver et au printemps. Quant aux deux paramètres de Weibull, le facteur de forme est assez important au printemps et en été et l'est un peu moins en hiver et en automne ; la valeur maximale du facteur d'échelle est donnée au printemps avec $3.51\text{m}/\text{s}$.

-Site d'El-Oued: la vitesse du vent couvre une gamme qui s'étend jusqu'à $13\text{m}/\text{s}$ au printemps, $12\text{m}/\text{s}$ en automne et en hiver et n'excède pas $11\text{m}/\text{s}$ en été. La vitesse moyenne du vent varie largement en fonction des saisons avec une moyenne maximale au printemps égale à $3.84\text{m}/\text{s}$ et une minimale de $2.16\text{m}/\text{s}$ en automne. La densité de puissance pour le site en question reste faible et ne dépasse pas $85\text{W}/\text{m}^2$ au printemps. Quant aux deux paramètres de Weibull, le facteur de forme est assez important en été et au printemps et l'est moins en hiver et en automne ; le facteur d'échelle atteint sa valeur maximale en hiver avec $4.28\text{m}/\text{s}$.

- **Sahara :**

Dans cette partie du grand Sahara Algérien, comme pour l'étude mensuelle, les résultats des sites de Tindouf, Adrar, Bordj Badji Mokhtar et In-Amenas sont représentés sur la Figure IV-11 qui illustre la Distribution saisonnière de Weibull avec les valeurs des deux paramètres, la vitesse moyenne et la densité de puissance moyenne saisonnière.

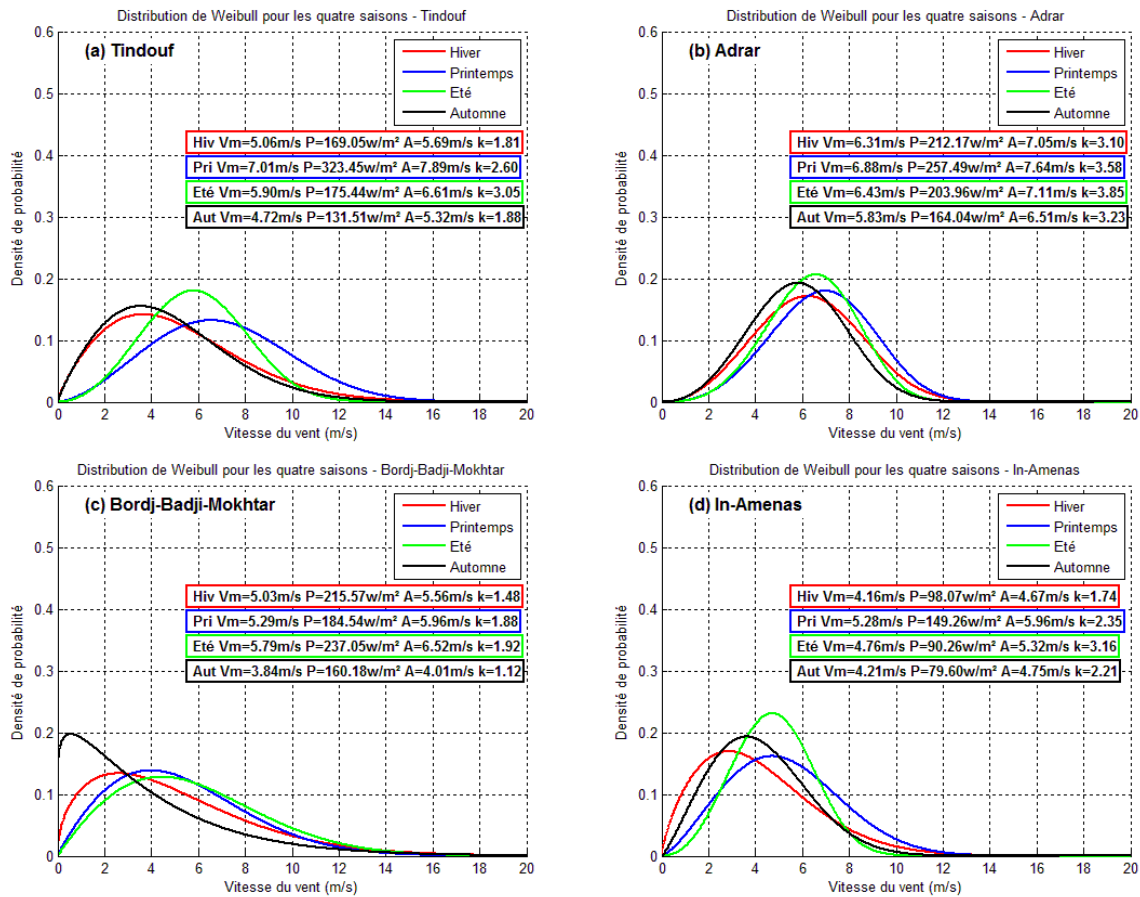


Fig. IV-11 : Variation saisonnière de la distribution de Weibull à 10m du sol pour les sites de Tindouf, Adrar, Bordj Badji Mokhtar et In-Amenas.

À partir des distributions de Weibull représentées dans la Figure IV-11, nous relevons les points suivants :

-Site de Tindouf : la vitesse du vent couvre une large gamme qui s'étend jusqu'à 16m/s au printemps, 14m/s en automne et en hiver et n'excède pas les 12m/s en été. La vitesse moyenne du vent varie en fonction des saisons avec une moyenne maximale au printemps atteignant 7m/s et une minimale égale à 4.72m/s en automne. La densité de puissance est importante au printemps avec une valeur égale à 323W/m² et prend une valeur minimale de 131W/m² en automne. Quant aux deux paramètres de Weibull, le facteur de forme atteint son maximum en été et au printemps ; le maximum du facteur d'échelle est au printemps avec 7.89m/s.

-Site de Adrar : la vitesse du vent couvre une large gamme qui s'étend jusqu'à 13m/s en hiver et au printemps, et 12m/s en automne et en été. La vitesse moyenne du vent varie avec une moyenne maximale au printemps de 6.88m/s et une minimale de 5.834m/s en automne. La densité de puissance reste importante avec un maximum de 257W/m² au

printemps. Quant aux deux paramètres de Weibull, le facteur de forme est assez important durant les quatre saisons où il dépasse la valeur 3 ; le facteur d'échelle atteint son maximum au printemps avec 7.64m/s.

-Site de Bordj-Badji-Mokhtar: la vitesse du vent couvre une large gamme qui s'étend jusqu'à 17m/s pour l'ensemble des saisons. La vitesse moyenne du vent varie en fonction des saisons atteignant une valeur moyenne maximale de 5.79m/s en été et une minimale de 3.84m/s en automne. La densité de puissance reste assez importante avec un maximum de 237W/m² en été. Quant aux deux paramètres de Weibull, le facteur de forme est assez important en été, printemps et hiver et l'est à un degré moindre en automne ; le facteur d'échelle atteint son pic en été avec 6.52m/s.

-Site de In-Amenas: la vitesse du vent couvre une gamme qui s'étend jusqu'à 13m/s au printemps, 12m/s en automne et en hiver et n'excède pas 11m/s en été. La vitesse moyenne du vent varie en fonction des saisons avec une moyenne maximale au printemps égale à 5.28m/s et une minimale égale à 4.1m/s en hiver. La densité de puissance pour le site en question reste assez moyenne où le maximum ne dépasse pas 150W/m² au printemps. Quant aux deux paramètres de Weibull, le facteur de forme est assez important durant les quatre saisons mais dépasse les 3 en été ; la valeur maximale du facteur d'échelle est donnée au printemps où elle avoisine les 6m/s.

2-3- Etude annuelle

- **Littoral**

Dans cette partie ouverte sur la mer méditerranée, comme pour l'étude mensuelle et saisonnière, les résultats des sites de Ghazaouet, Arzew, Bejaia et El-Kala sont illustrés sur la Figure IV-12 qui donne l'histogramme de la vitesse du vent, la Distribution annuelle de Weibull avec les valeurs des deux paramètres. Le Tableau IV-8 quant à lui, donne la vitesse et la densité de puissance moyenne annuelle.

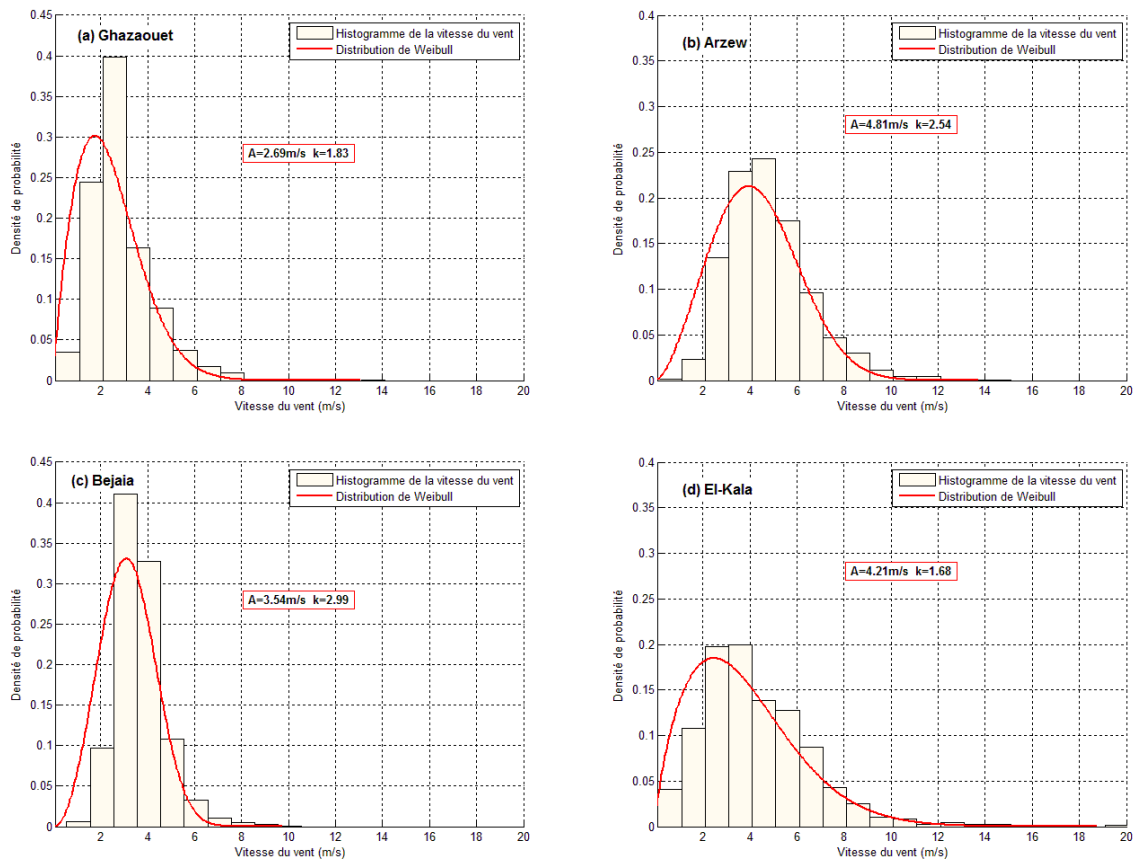


Fig. IV-12 : Histogramme de la vitesse annuelle du vent ajusté par la distribution de Weibull à 10m du sol pour les sites de Ghazaouet, Arzew, Bejaia et El-Kala.

Dans la Figure IV-12, les histogrammes de la variation annuelle de la vitesse du vent aux quatre sites choisis du littoral sont illustrés, ajusté par les distributions de Weibull respectives avec la valeur des deux paramètres. Le Tableau IV-8 quant à lui donne les vitesses et les densités de puissance moyennes annuelles des 4 sites.

Notons les points suivants :

-Site de Ghazaouet : le vent couvre une gamme de vitesse allant jusqu'à 8m/s, le facteur d'échelle est égal à 2.69m/s, le paramètre de forme égal à 1.83, induisant ainsi une vitesse moyenne annuelle faible égale à 2.39m/s et une densité de puissance moyenne ne dépassant pas 18W/m².

-Site d'Arzew: la vitesse du vent couvre une gamme allant jusqu'à 10m/s, le facteur d'échelle est égal à 4.81m/s, le paramètre de forme égal à 2.54, induisant ainsi une vitesse moyenne annuelle égale à 4.27m/s et une densité de puissance moyenne égale à 74W/m².

-Site de Bejaia : la vitesse du vent couvre une gamme allant jusqu'à 7m/s, le facteur d'échelle est égal à 3.54m/s, le paramètre de forme avoisine la valeur de 3, induisant ainsi

une vitesse moyenne annuelle faible égale à 3.16m/s et une densité de puissance moyenne très faible égale à 27W/m².

-Site d'El-Kala: la vitesse du vent couvre une gamme allant jusqu'à 13m/s, le facteur d'échelle est égal à 4.21m/s, le paramètre de forme égal à 1.68, induisant ainsi une faible vitesse moyenne annuelle égale à 3.76m/s et une densité de puissance moyenne égale à 75W/m².

Tab. IV-8 : Vitesse et densité de puissance moyenne annuelle à 10m pour les 4 sites du littoral, Ghazaouet, Arzew, Bejaia et El-Kala

	Ghazaouet	Arzew	Bejaia	El-Kala
V(m/s)	2.39	4.27	3.16	3.76
P(W/m ²)	17.64	74.35	27.22	75.53

• **Atlas Tellien**

Dans cette partie du Nord Algérien, comme pour l'étude mensuelle et saisonnière, les résultats des sites de Tlemcen, Médéa, Sétif et Souk-Ahras sont illustrés sur la Figure IV-13 qui représente l'histogramme de la vitesse du vent, la Distribution annuelle de Weibull avec les valeurs des deux paramètres. Le Tableau IV-9 quant à lui, donne la vitesse et la densité de puissance moyenne annuelle.

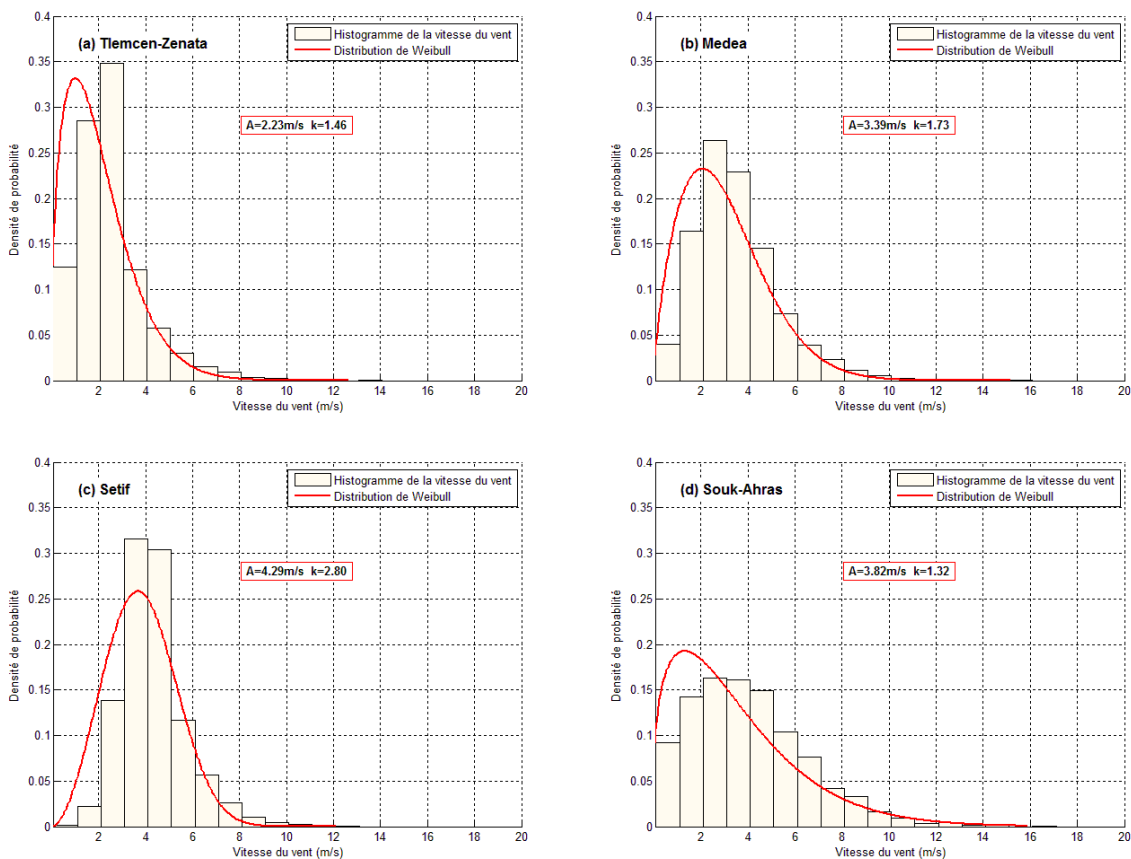


Fig. IV-13 : Histogramme de la vitesse annuelle du vent ajusté par la distribution de Weibull à 10m du sol pour les sites de Tlemcen, Médéa, Sétif et Souk-Ahras.

Les histogrammes de la variation annuelle de la vitesse du vent, ajustés par leurs distributions de Weibull respectives pour les quatre sites choisis de l'Atlas Tellien, avec les valeurs des paramètres d'échelle et de forme, sont illustrés sur la Figure IV-13. Le Tableau IV-9 quant à lui donne les vitesses et les densités de puissance moyennes annuelles des 4 sites.

Nous avons alors :

-Site de Tlemcen : la vitesse du vent couvre une gamme allant jusqu'à 8m/s, le facteur d'échelle est égal à 2.23m/s, le paramètre de forme égal à 1.46, induisant ainsi à une vitesse moyenne annuelle très faible égale à 2m/s et une densité de puissance ne dépassant pas 15W/m².

-Site de Médéa: la vitesse du vent couvre une gamme allant jusqu'à 10m/s, le facteur d'échelle est égal à 3.39m/s, le paramètre de forme égal à 1.73, induisant ainsi une vitesse moyenne annuelle égale à 3.07m/s et une densité de puissance moyenne qui ne dépasse pas 38W/m².

-Site de Sétif: la vitesse du vent couvre une gamme allant jusqu'à 9m/s, le facteur d'échelle est égal à 4.29m/s, le paramètre de forme égal à 2.80, induisant ainsi une vitesse moyenne annuelle égale à 3.82m/s et une densité de puissance moyenne ne dépassant pas 50W/m².

-Site de Souk-Ahras: la vitesse du vent couvre une gamme allant jusqu'à 14m/s, le facteur d'échelle est égal à 3.82m/s, le paramètre de forme égal à 1.32, induisant ainsi une vitesse moyenne annuelle égale à 3.5m/s et une densité de puissance moyenne ne dépassant pas 90W/m².

Tab. IV-9 : Vitesse et densité de puissance moyenne annuelle à 10m pour les 4 sites de L'Atlas Tellien : Tlemcen, Médéa, Sétif et Souk-Ahras

	Tlemcen	Médéa	Sétif	Souk-Ahras
V(m/s)	2.02	3.07	3.82	3.51
P(W/m ²)	14.37	37.88	49.97	88.70

• Hauts-Plateaux

Dans cette partie des Hauts-Plateaux, comme pour l'étude mensuelle et saisonnière, les résultats des sites de Méchria, Tiaret, Djelfa et Tébessa sont illustrés sur la Figure IV-14 qui représente l'histogramme de la vitesse du vent et la distribution annuelle de Weibull avec les valeurs des deux facteur, de forme et d'échelle. Le Tableau IV-10 quant à lui, donne la vitesse et la densité de puissance moyenne annuelle.

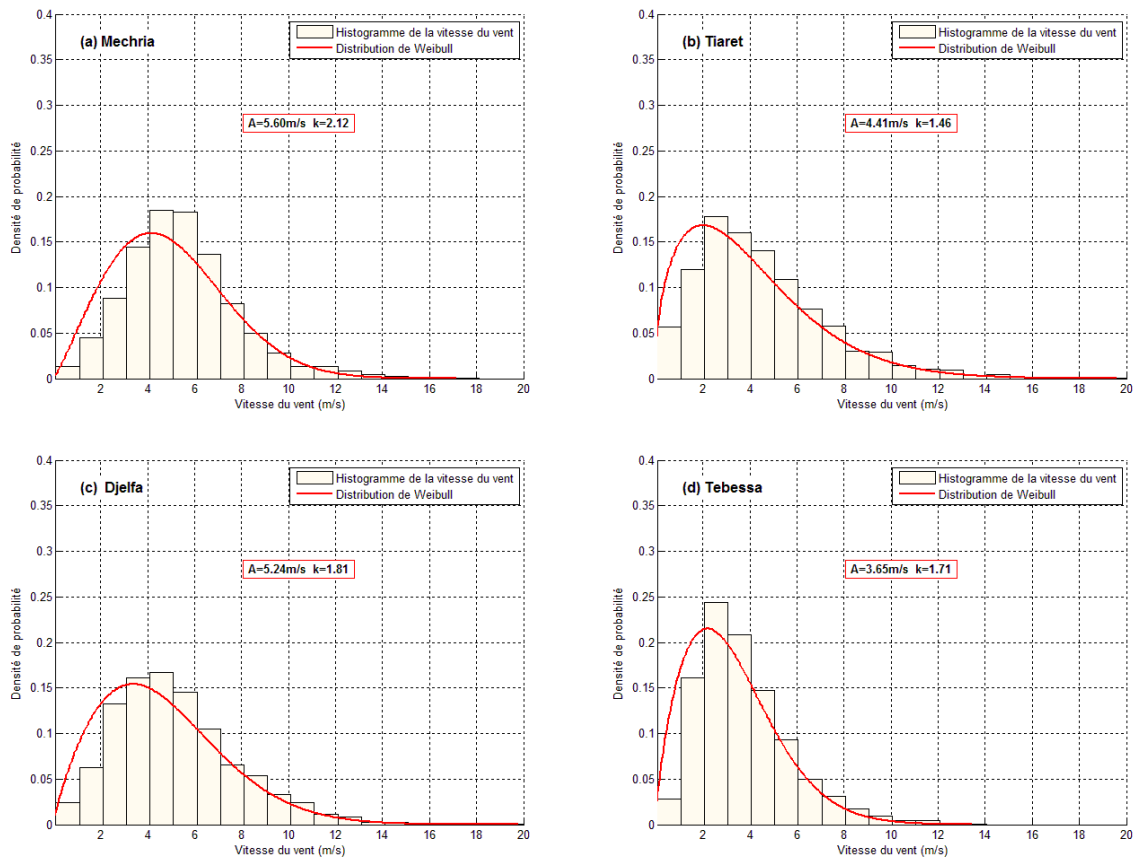


Fig. IV-14 : Histogramme de la vitesse annuelle du vent ajusté par la distribution de Weibull à 10m du sol pour les sites de Méchria, Tiaret, Djelfa et Tébessa.

Dans la Figure IV-14, les histogrammes de la variation annuelle de la vitesse du vent pour les quatre sites choisis des Hauts-Plateaux sont illustrés, ajusté par les distributions de Weibull respectives avec la valeur des deux paramètres. Le Tableau IV-10 quant à lui donne les vitesses et les densités de puissance moyennes annuelles des 4 sites.

On remarque les points suivants :

-Site de Méchria : la vitesse du vent couvre une gamme allant jusqu'à 14m/s, le facteur d'échelle est égal à 5.6m/s, le paramètre de forme égal à 2.12, induisant ainsi une vitesse moyenne annuelle qui avoisine 5m/s et une densité de puissance moyenne de 135W/m².

-Site de Tiaret: la vitesse du vent couvre une gamme allant jusqu'à 15m/s, le facteur d'échelle est égal à 4.41m/s, le paramètre de forme égal à 1.46, induisant ainsi une vitesse moyenne annuelle qui avoisine 4m/s et une densité de puissance moyenne de 107W/m².

-Site de Djelfa: la vitesse du vent couvre une gamme allant jusqu'à 14m/s, le facteur d'échelle est égal à 5.24m/s, le paramètre de forme égal à 1.81, induisant ainsi une vitesse moyenne annuelle égale à 4.64m/s et une densité de puissance moyenne 130W/m².

-Site de Tébessa: la vitesse du vent couvre une gamme allant jusqu'à 11m/s, le facteur d'échelle est égal à 3.65m/s, le paramètre de forme égal à 1.71, induisant ainsi une vitesse moyenne annuelle égale à 3.25m/s et une densité de puissance moyenne ne dépassant pas 50W/m².

Tab. IV-10 : Vitesse et densité de puissance moyenne annuelle à 10m pour les 4 sites des Hauts-Plateaux: Méchria, Tiaret, Djelfa et Tébessa

	Méchria	Tiaret	Djelfa	Tébessa
V(m/s)	4.96	3.98	4.64	3.25
P(W/m ²)	134.59	107.86	130.41	47.89

- **Nord du Sahara :**

Dans cette partie du Nord du Sahara, comme pour l'étude mensuelle et saisonnière, les résultats des sites de Béchar, Hassi R'Mel, Ain-Safra et El-Oued sont illustrés sur la Figure IV-15 qui présente l'histogramme de la vitesse du vent, la distribution annuelle de Weibull avec les valeurs des deux paramètres. Le Tableau IV-11 quant à lui, donne la vitesse et la densité de puissance moyenne annuelle.

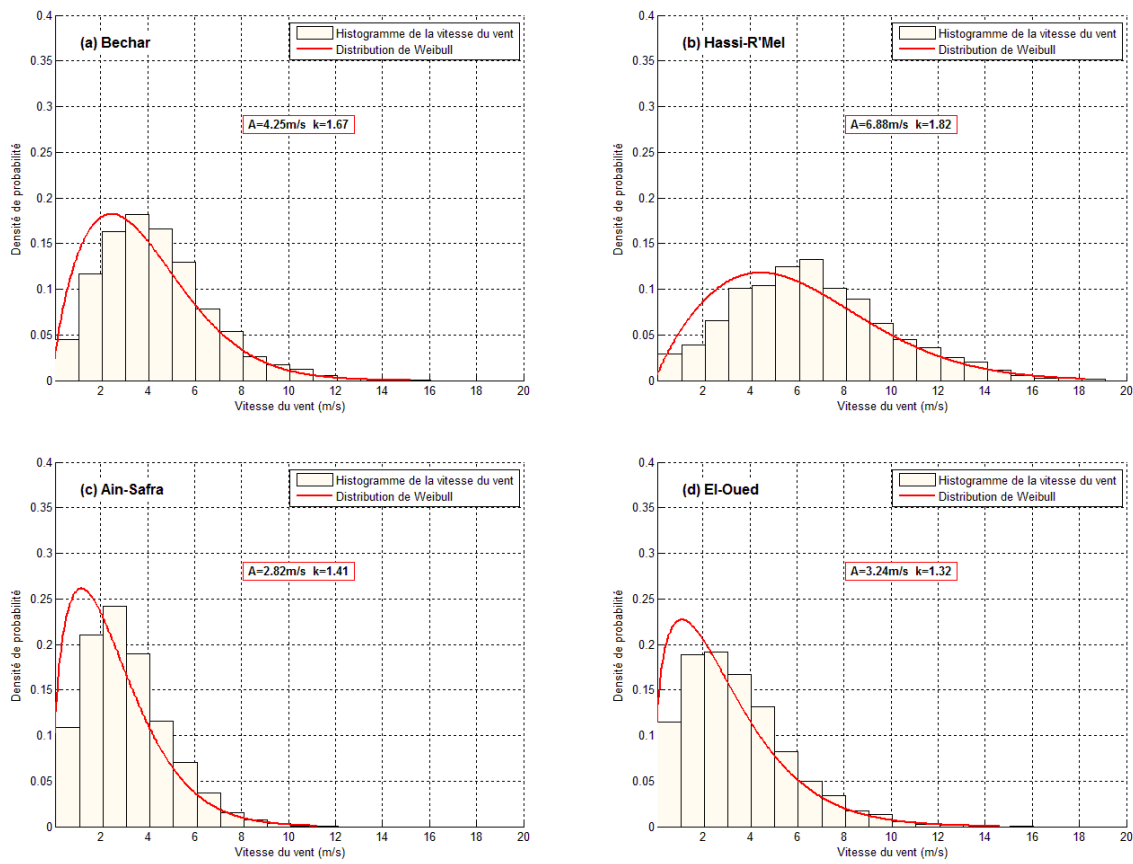


Fig. IV-15 : Histogramme de la vitesse annuelle du vent ajusté par la distribution de Weibull à 10m du sol pour les sites de Béchar, Hassi R'Mel, Ain-Safra et El-Oued.

Dans la Figure IV-15, les histogrammes de la variation annuelle de la vitesse du vent dans les quatre sites choisis du Nord du Sahara sont illustrés et ajustés par leurs distributions de Weibull respectives avec la valeur des deux paramètres. Le Tableau IV-11 quant à lui donne les vitesses et les densités de puissance moyennes annuelles des 4 sites.

Notons les points suivants :

-Site de Béchar : la vitesse du vent couvre une gamme allant jusqu'à 13m/s, le facteur d'échelle est égal à 4.25m/s, le paramètre de forme égal à 1.67, induisant ainsi une vitesse moyenne annuelle égale à 3.8m/s et une densité de puissance moyenne ne dépassant pas 80W/m².

-Site de Hassi-R'Mel: la vitesse du vent couvre une large gamme allant jusqu'à 18m/s, le facteur d'échelle est égal à 6.88m/s, le paramètre de forme égal à 1.82, induisant ainsi une vitesse moyenne annuelle importante égale à 6.11m/s et une densité de puissance moyenne de l'ordre de 295W/m².

-Site de Ain-Safra: la vitesse du vent couvre une gamme allant jusqu'à 10m/s, le facteur d'échelle est égal à 2.81m/s, le paramètre de forme égal à 1.41, induisant ainsi une vitesse moyenne annuelle faible égale à 2.57m/s et une densité de puissance moyenne ne dépassant pas 30W/m².

-Site de El-Oued: la vitesse du vent couvre une gamme allant jusqu'à 13m/s, le facteur d'échelle est égal à 3.24m/s, le paramètre de forme égal à 1.32, induisant ainsi une vitesse moyenne annuelle qui avoisine 3m/s et une densité de puissance moyenne de l'ordre de 54W/m².

Tab. IV-11 : Vitesse et densité de puissance moyenne annuelle à 10m pour les 4 sites aux portes du Sahara: Béchar, Hassi R'Mel, Ain-Safra et El-Oued

	Béchar	Hassi-R'Mel	Ain-Safra	El-Oued
V(m/s)	3.80	6.11	2.57	2.98
P(W/m ²)	78.71	295.10	30.83	54.27

- **Sahara :**

Dans cette partie du grand Sahara, comme pour l'étude mensuelle et saisonnière, les résultats des sites de Tindouf, Adrar, Bordj Badji Mokhtar et In-Amenas sont illustrés sur la Figure IV-16 qui représente l'histogramme de la vitesse du vent, ajustés par leurs distributions annuelles de Weibull avec les valeurs des deux paramètres. Le Tableau IV-11 quant à lui, donne la vitesse et la densité de puissance moyenne annuelle.

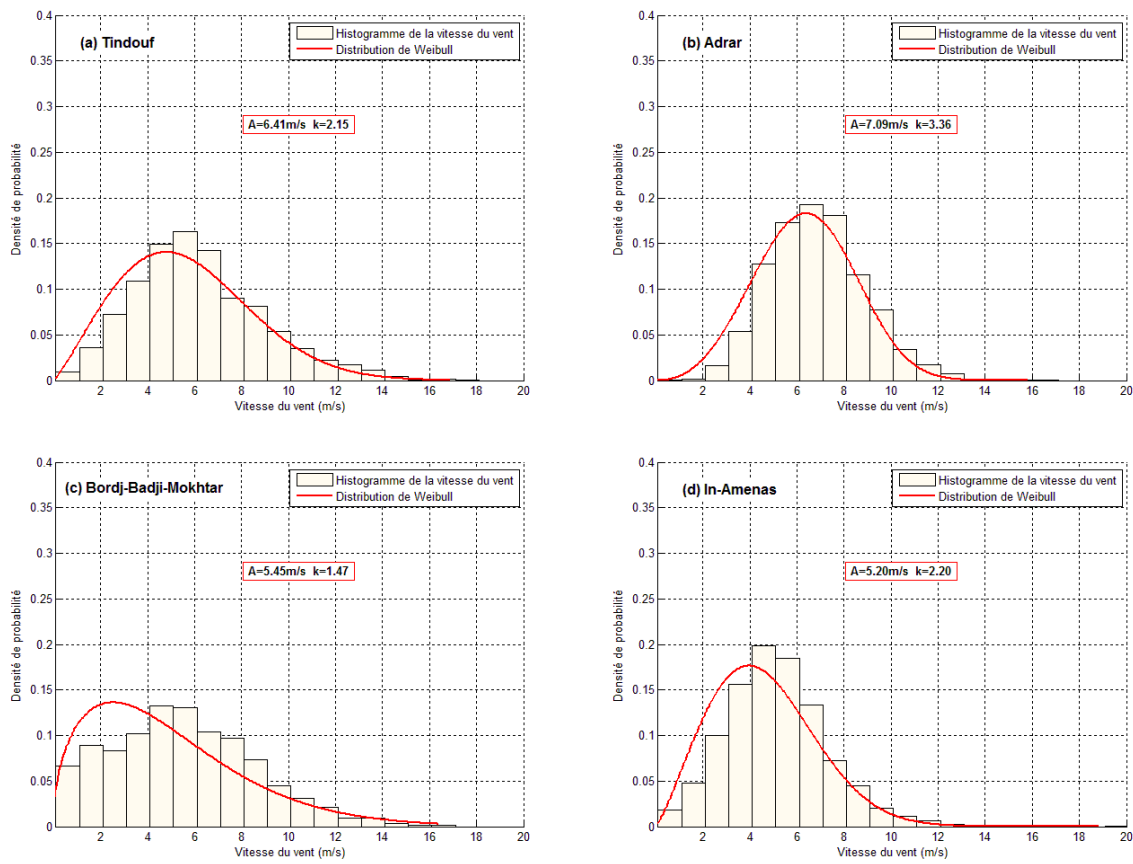


Fig. IV-16 : Histogramme de la vitesse annuelle du vent ajusté par la distribution de Weibull à 10m du sol pour les sites de Tindouf, Adrar, Bordj Badji Mokhtar et In-Amenas.

Dans la Figure IV-16, les histogrammes de la variation annuelle de la vitesse du vent dans les quatre sites choisis du Sahara sont illustrés, ajustés par leurs distributions de Weibull respectives avec la valeur des deux paramètres. Le Tableau IV-11 quant à lui donne les vitesses et les densités de puissance moyennes annuelles des 4 sites.

Nous remarquons les points suivants :

-Site de Tindouf : la vitesse du vent couvre une large gamme allant jusqu'à 15m/s, le facteur d'échelle est égal à 6.41m/s, le paramètre de forme égal à 2.15, induisant ainsi une vitesse moyenne annuelle assez importante égale à 5.67m/s et une densité de puissance moyenne qui avoisine 200W/m².

-Site d'Adrar: la vitesse du vent couvre une gamme allant jusqu'à 12m/s, le facteur d'échelle est égal à 7.09m/s, le paramètre de forme égal à 3.36, induisant ainsi la plus importante vitesse moyenne annuelle de l'ensemble des sites étudiés égale à 6.37m/s et une densité de puissance moyenne qui atteint 209W/m².

-Site de Bordj-Badji-Mokhtar: la vitesse du vent couvre une large gamme allant jusqu'à 16m/s, le facteur d'échelle est égal à 5.45m/s, le paramètre de forme de 1.47, induisant ainsi une vitesse moyenne annuelle qui avoisine 5m/s et une densité de puissance moyenne qui dépasse légèrement 200W/m².

-Site de In-Amenas: la vitesse du vent couvre une gamme allant jusqu'à 12m/s, le facteur d'échelle est égal à 5.2m/s, le paramètre de forme égal à 2.2, induisant ainsi une vitesse moyenne annuelle de l'ordre de 4.61m/s et une densité de puissance moyenne aux alentours de 105W/m².

Tab. IV-11 : Vitesse et densité de puissance moyenne annuelle à 10m pour les 4 sites aux du Sahara: Tindouf, Adrar, Bordj Badji Mokhtar et In-Amenas

	Tindouf	Adrar	Bordj-Badji-Mokhtar	In-Amenas
V(m/s)	5.67	6.37	4.93	4.61
P(W/m ²)	199.74	209.64	204.86	104.33

3- Distribution Hybride Weibull

Dans notre travail sur l'étude annuelle nous avons distingué 4 sites avec un pourcentage de vitesse nulles ($V=0$) supérieur à 15%. Il s'agit de Boussaada, Kasr-Chellala, Maghnia et Tizi-Ouzzou. Leurs histogrammes de la vitesse du vent ajusté par la distribution de Weibull respective sont illustrés dans la Figure IV-17.

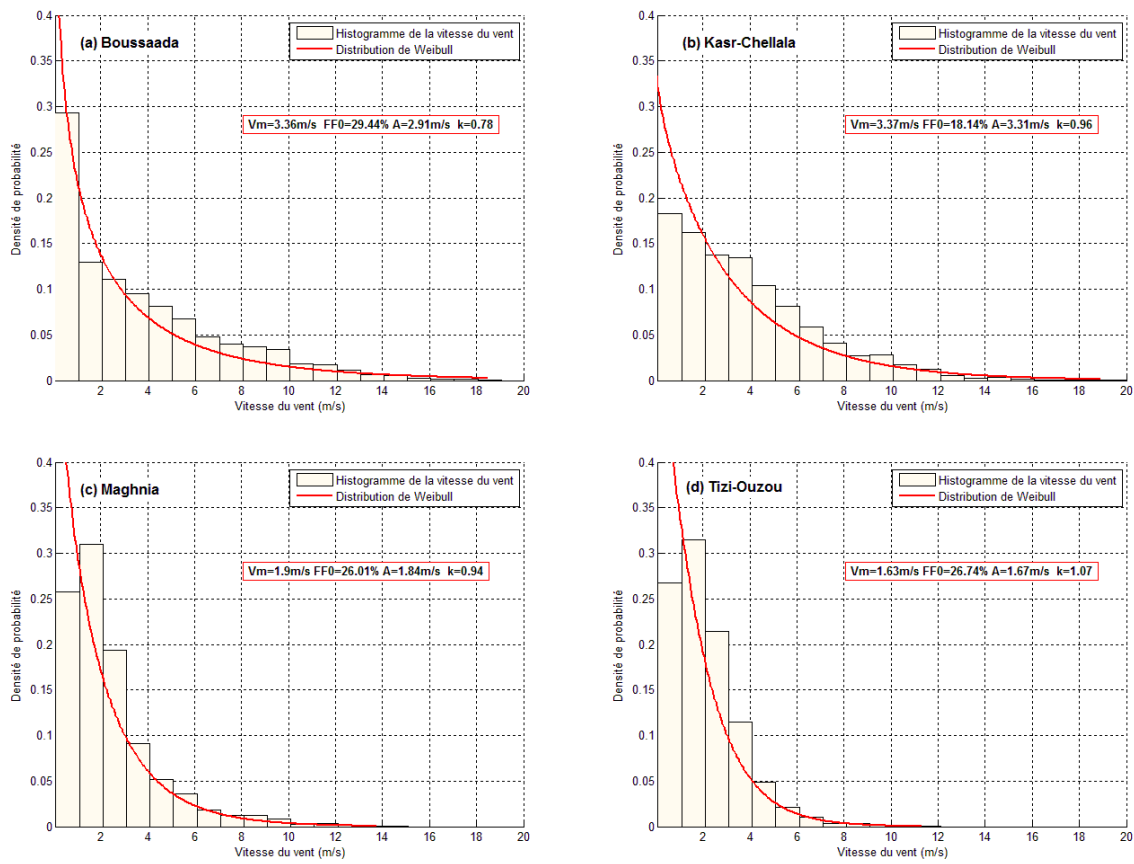


Fig. IV-17 : Histogramme de la vitesse annuelle du vent ajusté par la distribution de Weibull à 10m du sol pour les sites pour les taux de vitesse nulle supérieures à 15% (sites de Boussaada, Kasr-Chellala, Maghnia et Tizi-Ouzou).

Nous distinguons deux cas de figures :

-d'un côté, nous avons trois sites, Boussaada, Kasr-Chellala et Maghnia (Figure IV-17.a.b.c) où le facteur de forme $k < 1$, avec un taux de fréquence nulles égal à 29.44, 18.14 et 26.01% respectivement.

-d'un autre côté, le site de Tizi-Ouzou (Figure IV-17.d) présente un facteur de forme $k > 1$, et un taux de fréquences de vitesse nulles égal à 26.74%.

Etant donné l'importance du taux de fréquence des vitesses nulles sur cette étude annuelle des quatre sites donnés, nous avons utilisé la distribution Hybride de Weibull pour caractériser le potentiel éolien. Ainsi, après calculs et réajustement, les résultats sont donnés dans la Tableau IV-12.

Tab. IV-12 : Caractéristiques des sites à fort taux de fréquences de vitesse nulles, ajustées par la distribution de Weibull et réajustées par Hybride Weibull.

	Boussaada	Kasr-Chellala	Maghnia	Tizi-Ouzzou
FF0 (%)	29.44	18.14	26.01	26.74
V _m (Weibull) m/s	3.36	3.37	1.9	1.63
V _{m_{hw}} (Hybride Weibull) m/s	2.37	2.75	1.4	1.19
Taux de diminution (%)	29.46	18.39	26.31	30

Ainsi, après réajustement par la distribution Hybride Weibull, la vitesse moyenne perd entre 18 et 30% de sa valeur.

4- Réactualisation de la carte des vents

En 2000, la carte des vents a été tracée par Kasbadji-Marzouk [1] en utilisant les données répertoriées en 1990 par Hammouch [4]. La carte a été réajustée par le même auteur en 2006 avec laquelle Kasbadji-Marzouk a présenté sa thèse de doctorat [3]. En 2011, Chellali et al. [2] ont contribué à l'actualisation de la carte des vents en utilisant 37 points de mesure à travers le pays, en incorporant la station de Hassi-R'Mel qui représente le deuxième site comprenant une vitesse de vent supérieure à 6m/s.

Dans notre présent travail, nous avons travaillé avec 63 points de mesure à l'intérieur du pays, en ajoutant 24 stations présentes dans les pays voisins à proximité des frontières.

Dans l'étude annuelle, nous présenterons deux cartes des vents, la première comprenant uniquement les 63 points de mesure en Algérie et une deuxième avec 87 stations.

Par ailleurs, l'ensemble des données utilisées dans nos travaux sont des vitesses moyennes journalières pour les 87 sites étudiés.

4-1- Carte des vents annuelle à 10m du sol

En utilisant les points de mesure à l'intérieur du pays, la carte des vents évaluée à 10m de hauteur est donnée dans la Figure IV-18.

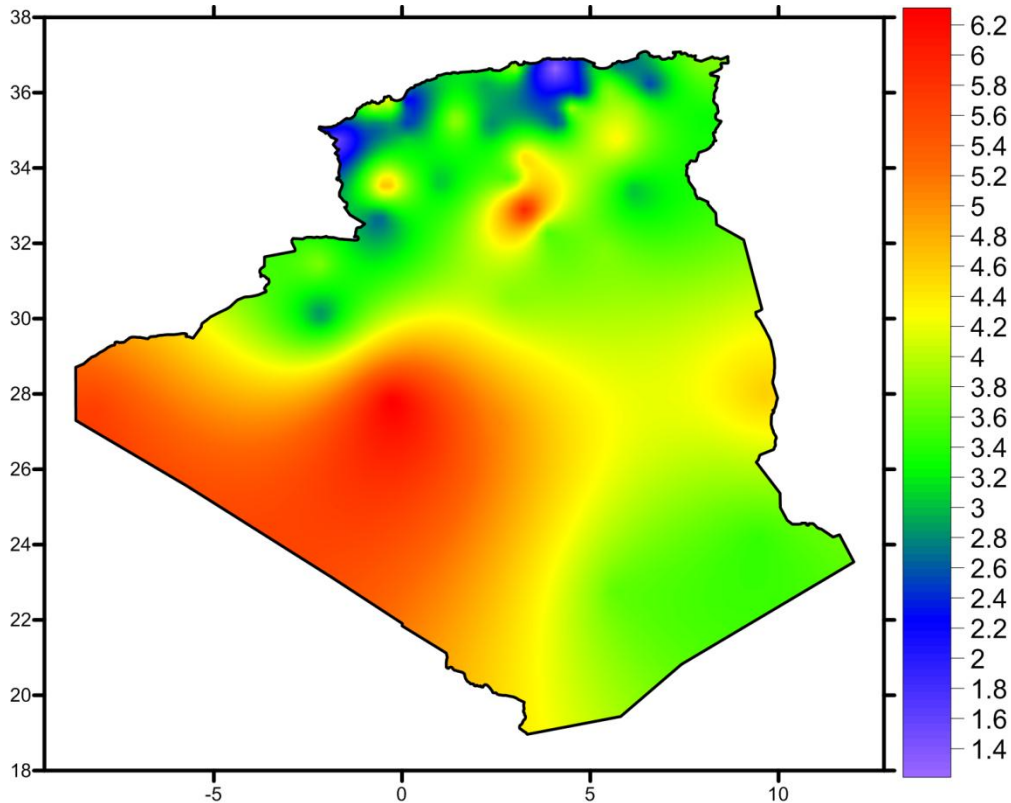


Fig. IV-18 : Carte annuelle des vents à 10m du sol comprenant uniquement les sites algériens (m/s).

Nous remarquons que les vitesses moyennes annuelles varient sur l'ensemble du territoire entre 1.2 et 6.3m/s. la région de Adrar garde sa suprématie en terme de vitesse maximale du vent avec 6.3m/s. la région de Hassi-R'Mel lui succède avec une vitesse moyenne annuelle égale à 6.1m/s, en coordination avec le travail de Chellali et al.[2]. Le site de Tindouf prend la troisième place avec une vitesse qui avoisine les 6m/s.

Remarquons ainsi, que la majorité des grandes vitesses moyennes annuelles se situent au Sud du pays, comprenant aussi In-Salah, Bordj-Badji-Mokhtar à l'extrême Sud du Sahara et Timimoun avec des vitesses comprises entre 4.9 et 5.8m/s ; la région de In-Amenas au sud-ouest du pays dispose d'une vitesse de 4.5m/s. Notons par contre la présence du site de Méchria à l'ouest des Hauts-Plateaux qui comprend une vitesse moyenne annuelle qui avoisine les 5m/s [5].

Mis à part la région d'Oran au nord-ouest du pays, avec son port et la région d'Arzew, toutes deux ouvertes sur la mer méditerranée avec des vitesses moyennes qui avoisinent

4.3m/s, et le site du Port d'Alger avec une vitesse de 4m/s le nord du pays, l'Atlas tellien et le littoral ne comprennent aucun site avec une vitesse moyenne annuelle supérieure à 4m/s.

Notons aussi le faible potentiel du site de Tizi-Ouzzou au nord et de Maghnia à l'extrême nord-ouest de l'Algérie avec des vitesses moyennes annuelles respectivement égales à 1.2 et 1.4m/s. ceci s'explique par le fait que le site météorologique de Tizi-Ouzzou se situe dans une cuvette à une altitude de 187m et celui de Maghnia au centre ville, entouré d'une forte concentration de bâtiments.

En incorporant les 24 sites de mesures des pays voisins, le nombre de point de mesure s'élève à 87. La carte des vents estimée ainsi à 10m/s du sol est donnée dans la Figure IV-19.

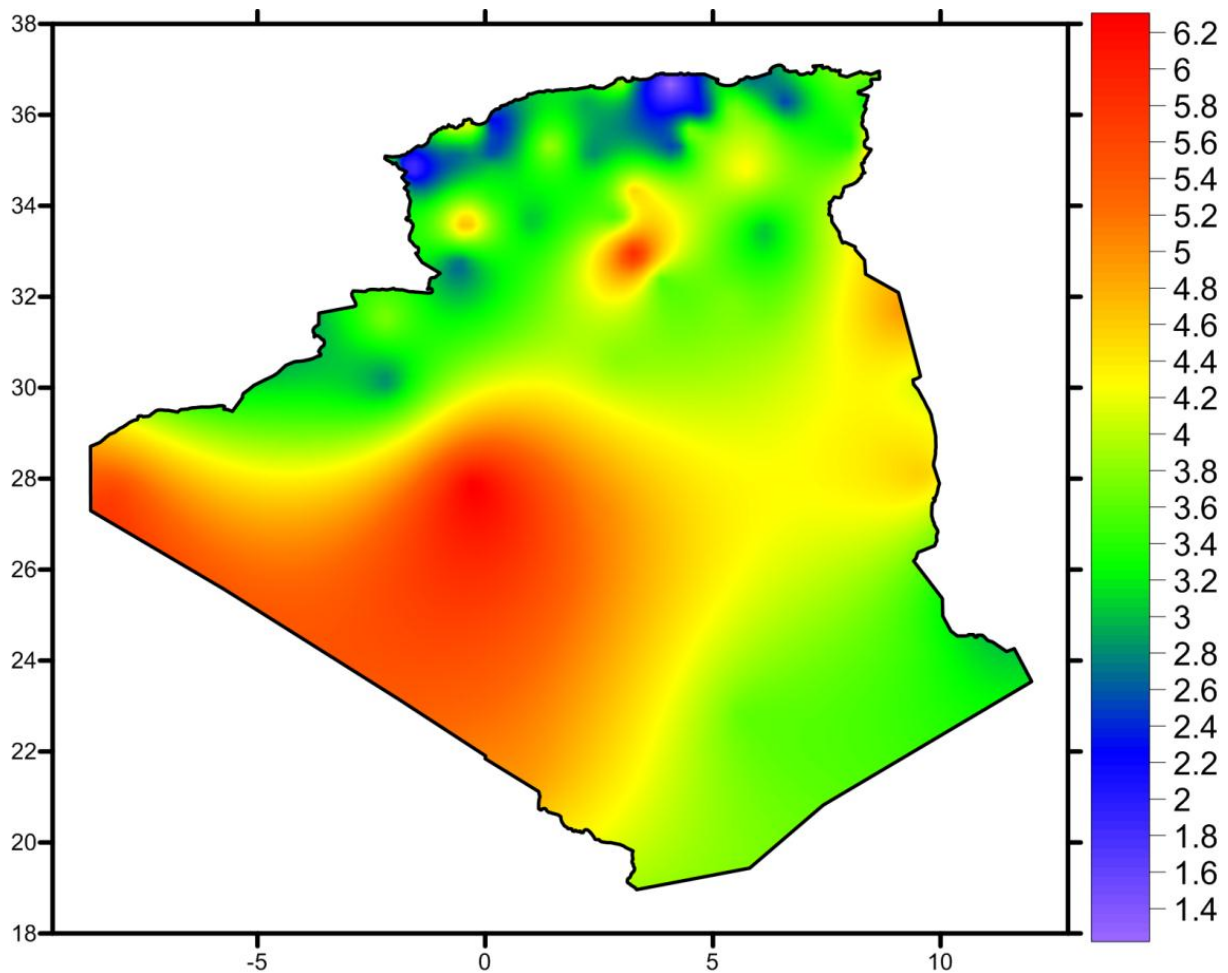


Fig. IV-19 : Carte annuelle des vents à 10m du sol pour les 87 points de mesure (m/s)

Nous remarquons la présence de changements niveaux des frontières, spécialement à l'Est du pays. Ainsi, les points de mesure aux voisinages des frontières avec la Tunisie et la Libye ont donné un autre aspect à cette région de l'Est du pays avec des vitesses du vent qui passent de 3 à 5m/s notamment en incorporant les données de l'aéroport d'El-Borma en Tunisie à 6Km de la frontière.

L'ajout du site de Oujda, a modifié légèrement le potentiel de l'extrême nord-ouest du pays avec une vitesse qui passe de 1.4 à 3.8m/s.

En comparant notre carte des vents annuelle à 10m représentée dans la Figure IV-19 et les deux plus récentes cartes données par Chellali et al.[2] et Kasbadji-Merzouk[3], nous remarquons que notre présent travail s'accorde beaucoup plus avec celui de Chellali et al. (Figure IV-20.a). Effectivement, nos travaux et ceux de Chellali et al. mettent en évidence le bon potentiel de Hassi R'Mel, et l'absence du site de Tiaret qui a été surévalué dans les travaux de Kasbadji-Merzouk (Figure IV-20.b), où la vitesse moyenne annuelle du site de Tiaret a été évaluée à 4m/s et non 6m/s.

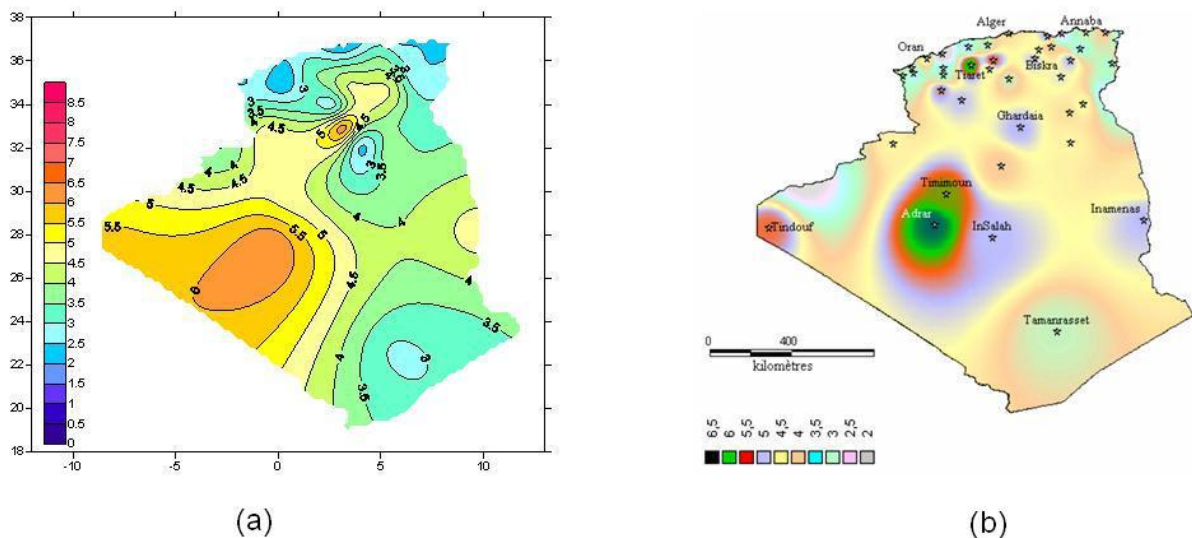


Fig. IV-20 : Cartes annuelles des vents à 10m du sol
 (a) Carte actualisée par Chellali et al.[2] (b) Carte réalisée par Kesbadji-Merzouk[3]

Ceci est dû en partie à la fréquence des données utilisées dans nos analyses respectives. Le travail de Kasbadji-Merzouk [3] a utilisé des données tri-horaires, contrairement à notre travail ainsi que celui de Chellali et al.[2] où nous avons utilisé données météorologiques en termes de vitesses moyennes journalières.

Le nombre de points de mesure et leur répartition sur le territoire national joue un grand rôle dans l'évaluation de certaines zones. Ceci a été démontré pour plusieurs sites, notamment celui d'El-Kala à l'extrême nord-est. Ce site présente dans notre travail un potentiel éolien avec une vitesse égale à 3.7m/s alors que lors de l'interpolation horizontale dans le travail de Chellali et al.[2] la région même présente une vitesse moyenne annuelle égale à 2.5m/s. Il en est de même pour les sites de Tizi-Ouzou au centre de l'Atlas Tellien et celui Maghnia à l'extrême nord-ouest du pays. Leurs faibles potentiels éoliens affectent sensiblement les régions avoisinantes dans notre travail. Leurs vitesses ne dépassent pas

1.5m/s alors que dans le travail de Chellali et al.[2], l'interpolation horizontale estime une vitesse moyenne annuelle de l'ordre de 2.5m/s dans les deux régions.

Cette différence est due entre autres, aux périodes d'étude, sachant que notre travail contribuant à la réactualisation de la carte des vents, utilise des données enregistrées entre 2001 et 2010, alors que ceux utilisées par Chellai et al.[2] s'étalent de 2004 à 2009 ; quant au travail de Kesbadji-Merzouk [3], une grande partie des données utilisées ont été enregistrées entre 1981 et 1990.

4-2- Carte des vents saisonnière à 10m du sol

En utilisant la globalité des points de mesure (87), et en utilisant la même échelle de couleur, les cartes des vents pour les vitesses moyennes saisonnières sont illustrées dans la Figure IV-21.

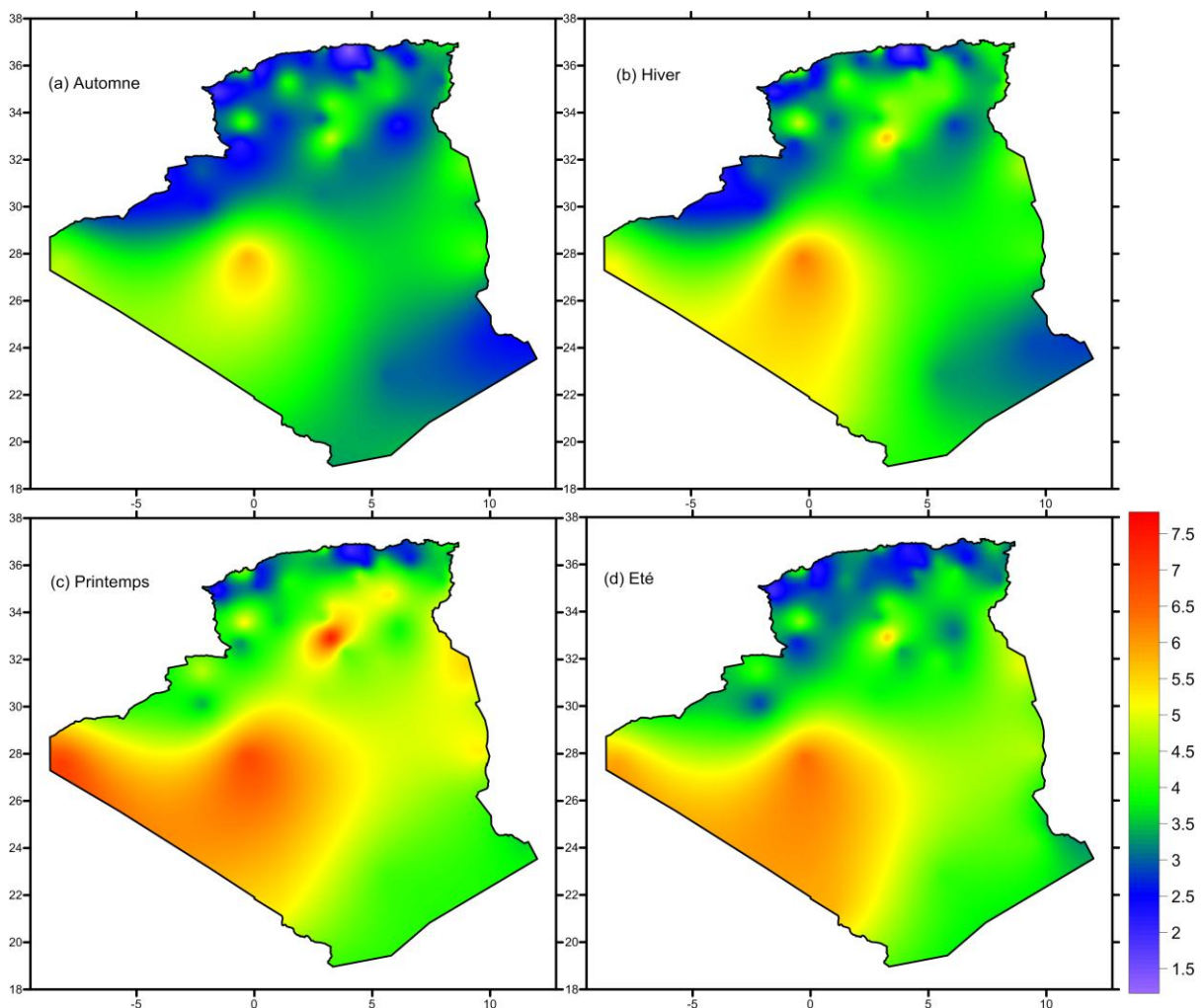


Fig. IV-21 : Carte saisonnière des vents à 10m du sol (m/s)

Nous remarquons clairement que le Printemps (Figure IV-21.c) reste la saison la plus ventée, suivie par l'Été (Figure IV-21.d). L'Automne quant à lui, présente la saison ayant le plus faible potentiel éolien (Figure IV-21.a), où la vitesse du vent ne dépasse pas les 3m/s sur une grande partie du territoire, hormis quelques sites. La saison d'Hiver donne un potentiel éolien moyen entre l'Automne et l'Été.

Notons aussi la présence de quelques régions qui restent assez ventées durant l'année, comme pour le sud-ouest, le centre du pays et l'ouest des Hauts-Plateaux, relatives respectivement à Adrar, Hassi-R'Mel et Méchria.

Le gisement éolien sur le littoral ouest, dans la région d'Oran, reste relativement stable durant les 4 saisons avec une vitesse qui avoisine les 4.5m/s. Nous concluons que le sud du pays est plus venté que les Hauts-Plateaux alors que ces derniers sont plus ventés que le nord du pays.

4-3- Variation mensuelle de la vitesse moyenne à 10m du sol

Le Tableau IV-13 représente les moyennes mensuelles de la vitesse du vent pour les 63 sites. Il servira à confirmer l'évolution de la vitesse du vent en fonction des saisons.

Tab. IV-13 : Moyennes mensuelles de la vitesse du vent à 10m du sol

N°	Stations de mesure	Jan	Fev	Mar	Avr	Mai	Juin	Juil	Août	Sep	Oct	Nov	Déc
1	Adrar	5,98	6,42	6,76	7,00	7,19	6,28	6,81	6,33	6,14	5,95	5,94	5,61
2	Ain-Safra	2,26	2,63	2,97	3,28	3,24	2,80	2,40	2,54	2,39	2,10	2,05	2,17
3	Alger-Port	4,23	4,89	5,45	4,67	4,10	3,64	4,07	3,40	3,71	3,12	3,64	3,49
4	Annaba	3,92	3,89	3,78	3,70	3,61	3,73	3,85	3,83	3,63	3,35	3,69	3,86
5	Arzew	4,49	4,34	4,73	4,78	4,62	4,05	4,04	3,87	3,97	3,74	4,06	4,53
6	Batna	3,54	3,92	4,17	4,18	3,85	4,09	4,13	3,85	3,52	3,49	3,54	2,94
7	Borj Bou Arreridj	2,18	2,33	2,26	2,39	2,20	2,14	2,14	2,09	2,08	1,94	1,95	2,02
8	Bechar	2,61	3,25	4,19	4,94	5,17	4,50	4,29	4,02	3,87	3,31	2,98	2,59
9	Bejaia	3,62	3,41	3,22	3,00	2,85	2,94	2,97	2,92	2,88	3,11	3,41	3,78
10	Beni-Abbas	1,94	2,58	2,98	3,52	3,41	3,05	2,97	2,58	2,72	2,55	2,59	2,20
11	Beni-Saf	2,93	3,01	2,99	2,82	2,81	2,26	2,29	2,27	2,49	2,07	2,70	2,89
12	Biskra	4,27	4,29	5,22	5,60	5,68	4,33	3,73	3,82	3,94	3,38	4,04	3,94
13	Bordj Badji Mokhtar	5,56	4,72	5,31	5,70	5,22	5,34	5,94	5,78	5,49	4,11	3,23	3,82
14	Boussaada	3,89	3,66	4,35	4,39	4,19	3,26	2,56	2,56	2,69	2,04	3,20	3,64
15	Chlef	3,19	3,57	3,50	3,19	3,59	3,35	3,00	3,20	3,08	2,80	2,86	3,03
16	Constantine	2,67	2,79	2,52	2,56	2,35	2,43	2,40	2,39	2,06	2,03	2,42	2,57
17	Dar-El-Beida (Alger)	2,62	2,63	2,79	2,89	3,09	3,16	3,15	2,92	2,79	2,27	2,56	2,56
18	Djanet	2,69	2,89	3,56	4,17	4,12	4,10	4,58	4,10	3,56	3,14	2,33	2,07
19	Djelfa	4,27	4,75	5,04	5,53	5,05	4,68	4,40	4,33	4,18	4,41	4,57	4,52
20	El-Kala	3,74	5,03	4,03	4,20	3,71	3,60	3,06	3,03	3,31	3,77	3,70	4,09

21	El-Bayadh	2,60	2,91	3,31	3,71	3,47	3,28	3,02	2,96	2,81	2,65	2,63	2,63
22	El-Golea	3,04	3,80	4,06	4,69	5,01	4,48	3,82	3,49	3,94	3,34	2,96	2,92
23	El-Kheiter	2,80	3,47	3,85	4,47	4,44	3,67	3,29	2,84	3,17	2,90	3,05	3,29
24	El-Oued	2,29	2,63	3,34	3,85	4,01	3,63	3,33	3,14	2,92	2,16	1,93	2,25
25	Ghardaia	3,44	3,48	3,90	4,50	4,35	3,81	3,33	3,19	3,30	2,92	3,10	3,55
26	Ghazaouet	2,50	2,55	2,53	2,59	2,55	2,23	2,14	2,16	2,15	2,11	2,62	2,62
27	Hassi R'Mel	5,57	5,75	6,79	7,80	8,21	7,53	5,66	5,75	5,70	5,03	4,92	5,21
28	Hassi-Massaoud	2,78	3,46	4,10	4,41	4,88	4,25	3,53	3,57	4,04	3,29	2,96	2,91
29	Illizi	3,36	3,76	4,20	4,34	4,70	4,74	4,65	4,50	4,11	3,81	3,34	3,08
30	In-Amenas	3,84	4,29	4,66	5,04	5,67	5,23	4,73	4,84	4,71	4,35	4,08	3,84
31	In-Salah	4,69	5,01	5,17	5,81	6,02	5,75	5,71	5,49	4,88	4,44	4,05	3,97
32	in-Salah-North	4,79	4,98	5,14	5,79	6,16	5,72	5,78	5,56	4,99	4,45	4,12	4,10
33	Jijel-Achouat	2,63	2,79	2,90	2,68	2,58	2,62	2,72	2,69	2,54	2,15	2,52	2,68
34	Jijel-Port	4,08	4,57	4,26	3,82	3,51	3,36	3,34	3,35	3,43	2,96	3,70	3,88
35	Kasr-Chellala	3,37	4,07	4,05	4,04	3,73	3,37	2,58	3,08	2,70	2,50	3,67	3,50
36	Laghouat	3,05	3,56	3,85	4,70	4,28	3,92	3,38	3,29	2,97	2,62	2,82	3,11
37	Maghnia	2,03	2,31	2,23	2,06	2,15	1,81	1,57	1,51	1,62	1,48	1,72	2,31
38	Mascara-Ghriss	2,41	2,53	2,23	2,31	2,68	2,44	2,32	2,16	2,23	2,23	2,59	2,71
39	Mechria	4,70	5,12	5,32	5,64	5,57	5,03	4,73	4,61	4,72	4,44	4,61	5,03
40	Médea	2,93	3,34	3,24	3,38	3,15	3,09	2,63	2,75	2,71	2,82	3,07	3,16
41	Milliana	2,43	2,69	3,08	3,29	3,59	3,62	3,29	3,14	3,01	2,42	2,22	2,28
42	Mostaganem	1,96	2,21	2,31	2,49	2,53	2,34	1,93	2,00	1,89	1,75	1,78	2,01
43	Msila	4,12	4,31	4,97	4,70	5,14	3,97	3,48	3,24	3,69	3,10	3,73	4,22
44	Naama	3,49	4,19	4,70	4,43	4,72	3,59	3,88	3,30	3,18	3,12	3,51	4,17
45	Oran-Senia	2,90	3,07	3,51	3,80	4,06	3,93	3,74	3,49	3,25	2,90	2,83	2,82
46	Oran-Port	5,06	4,74	4,93	4,33	4,86	4,20	4,22	3,74	3,98	3,72	4,01	4,13
47	Oum-El-Bouagui	2,87	3,82	3,64	3,64	3,33	3,48	3,20	2,94	2,89	3,02	3,19	3,28
48	Ourgla	2,87	3,36	4,01	4,38	4,92	4,77	3,97	4,02	4,17	3,32	2,75	2,73
49	Saïda	3,04	3,34	3,30	3,33	3,24	3,17	2,96	2,96	2,68	2,76	3,11	3,18
50	Sétif	3,79	4,04	4,06	4,14	3,89	3,94	3,71	3,75	3,57	3,48	3,90	3,66
51	Sidi-Belabes	1,92	2,65	2,93	3,03	3,15	2,92	2,71	2,63	2,59	2,32	2,35	2,43
52	Skikda	3,81	3,48	3,38	3,10	2,92	3,09	2,96	3,04	3,02	3,14	3,69	4,08
53	Souk-Ahras	3,68	4,12	4,05	3,84	3,26	3,35	3,24	3,38	3,32	2,94	3,56	3,54
54	Tafraoui	2,93	3,60	3,99	3,81	4,09	3,88	3,55	3,38	3,19	2,95	3,53	3,25
55	Tamanrasset	3,10	3,44	3,78	4,15	4,33	4,11	4,42	3,87	3,70	3,41	2,70	2,54
56	Tamanrasset-Aguenna	3,20	3,40	3,81	4,11	4,41	4,20	4,49	3,99	3,84	3,47	2,89	2,68
57	Tebessa	3,14	3,67	3,74	3,89	3,55	3,18	3,05	2,94	2,81	2,66	3,08	3,32
58	Tiaret	4,40	4,28	4,30	4,18	3,87	3,62	3,45	3,43	3,25	3,75	4,62	4,63
59	Timimoun	4,19	5,11	5,15	5,72	6,26	5,12	5,27	4,90	5,07	4,47	4,01	3,76
60	Tindouf	4,65	5,39	5,74	6,92	7,34	6,99	5,65	5,77	6,32	4,82	4,54	4,18
61	Tizi-Ouzou	1,16	1,43	1,69	1,75	1,68	2,25	2,38	2,13	1,60	1,21	1,08	1,09
62	Tlemcen-Zénata	2,05	1,92	1,90	2,07	2,37	2,23	2,21	2,06	1,81	1,75	1,90	1,97
63	Touggourt	2,74	2,93	3,58	3,86	4,08	3,50	3,15	3,10	2,84	2,64	2,52	2,60

Nous remarquons qu'en règle générale, et en coordination avec l'évolution saisonnière, la vitesse moyenne du vent atteint son optimum entre avril et août et décroît de septembre à mars.

La vitesse moyenne mensuelle la plus importante est évaluée au mois de Mai dans le site de Hassi-R'Mel, qui est estimée à 8.21m/s, alors que la plus faible est estimée au mois de Novembre à 1.08m/s dans la région de Tizi-Ouzzou.

5-Evolution du facteur de forme

Utiliser la distribution de Weibull a pour avantage de pouvoir définir la nature et le type du vent, en étudiant l'évolution du facteur de forme. Ainsi, la Figure IV-22 illustre la variabilité du paramètre de forme k d'un site à un autre.

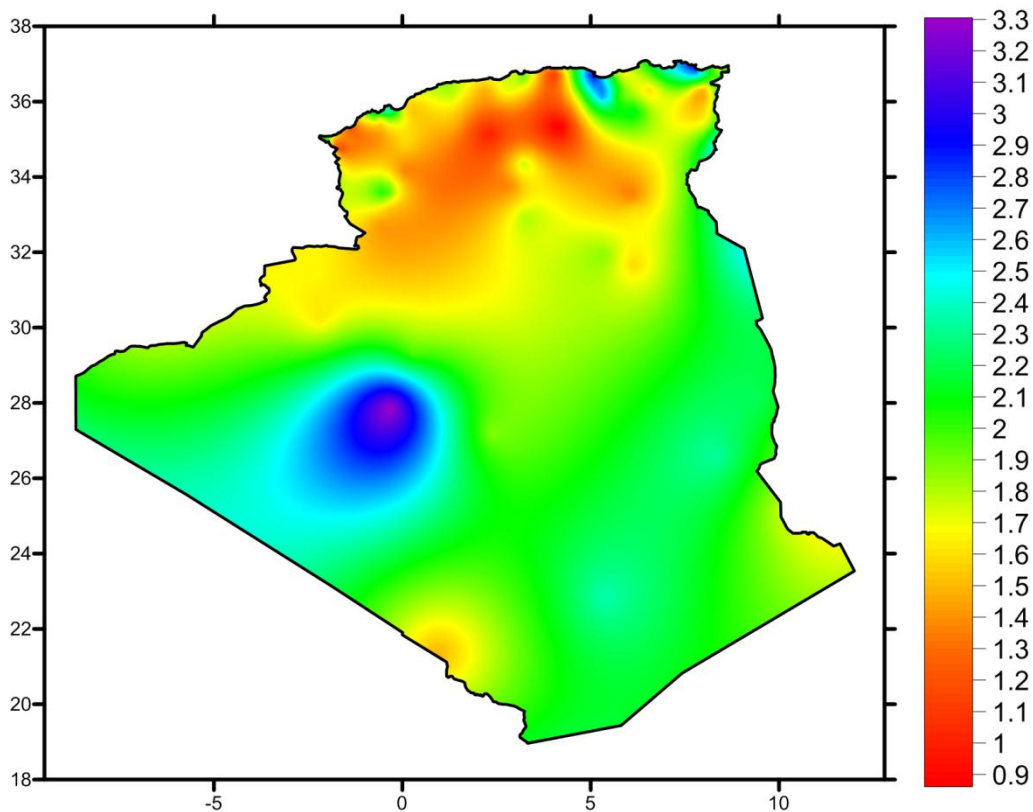


Fig. IV-22 : Carte annuelle du facteur de forme k à 10m du sol (sans unité)

Nous remarquons ainsi que le facteur de forme avoisine la valeur 2 sur une grande partie du Sud du Sahara ainsi qu'une petite partie au nord-est et une infime partie du côté ouest des Hauts-Plateaux.

La partie nord du pays y compris les Hauts-Plateaux (au-dessus de 32° en Latitude) à l'exception d'une partie avancée du nord-est dispose d'une plus petite valeur du facteur de forme, induisant ainsi à un vent moins constant que dans la partie du Sud du Sahara.

Notons par ailleurs la valeur importante du facteur de forme au niveau d'Adrar, au sud-ouest mais aussi, au niveau de deux sites côtiers à l'est du pays, à savoir Bejaia et Annaba où il avoisine la valeur de 3. Ce qui nous mène à conclure que le vent dans ces trois sites du pays est le plus stable et le plus constant autour de sa valeur moyenne.

D'autre part, bien que le site de Hassi-R'Mel dispose d'un potentiel éolien en terme de vitesse de vent tout aussi important que celui d'Adrar ($V \approx 6m/s$), néanmoins son facteur de forme est plus faible que celui du site d'Adrar. Il en est de même pour le site de Bord-Badji-Mokhtar à l'extrême sud du pays, où le facteur de forme ne dépasse pas la valeur de 1.5 alors qu'il dispose d'un assez bon potentiel éolien ($V \approx 5m/s$).

Au nord-ouest, Arzew dispose d'un bon facteur de forme égal à 2.5 et la ville de Sétif donne un facteur de forme égal à 2.8. Au Sud, Tamanrasset ainsi que la région frontalière entre la Tunisie et la Libye dispose d'un paramètre de forme avoisinant les 2.5 ce qui confirme la stabilité de la vitesse du vent dans ses régions autour de leurs vitesses moyennes respectives.

6- Densité de puissance

La densité de puissance moyenne du vent est l'un des paramètres importants pour évaluer la ressource éolienne disponible sur un site donné. Elle indique l'énergie disponible sur un site après sa conversion en électricité à la sortie d'un aérogénérateur.

En utilisant la densité de puissance moyenne annuelle estimée à 10m de hauteur pour l'ensemble des sites étudiés, la carte annuelle de la densité de puissance moyenne est donnée dans la Figure IV-23.

Nous remarquons que cette entité varie sensiblement d'un site à un autre, le maximum est donnée dans le site de Hassi-R'Mel avec $295W/m^2$ et le site de Bordj-Bou-Argeridj donne quant à lui la plus faible valeur avec $13W/m^2$. Nous remarquons par ailleurs que la densité de puissance moyenne annuelle pour le site de Boussaada dans les Hauts-Plateaux est très élevée et avoisine les $270W/m^2$ où le vent couvre une large gamme de vitesse $[0-18m/s]$. Néanmoins, son facteur de forme étant très faible, de l'ordre de 0.8, l'estimation de la densité de puissance moyenne est surévaluée.

Notons aussi le bon potentiel éolien dans la partie Sud-Ouest du pays avec les sites d'Adrar, Bordj-Badji-Mokhtar, Timimoun et Tindouf ainsi que dans la partie centrale du Sud avec In-Salah.

Dans les Hauts-Plateaux, Djelfa et Méchria présentent une densité de puissance moyenne égale à 130W/m^2 .

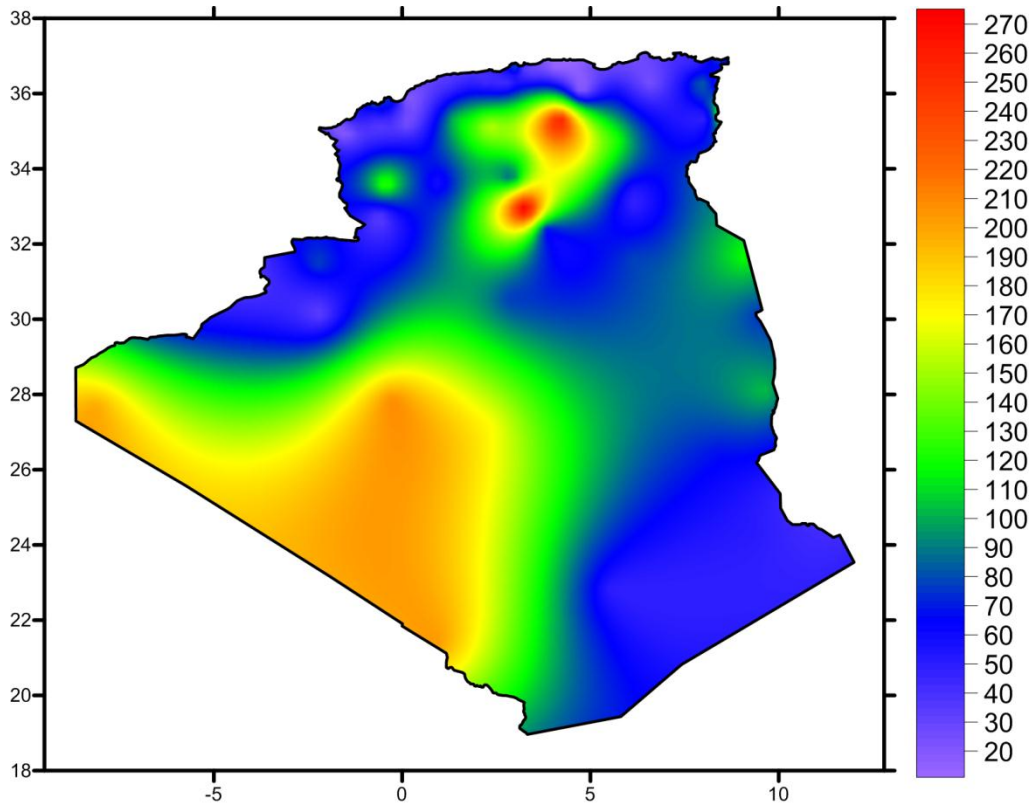


Fig. IV-23 : Carte annuelle de la densité de puissance moyenne à 10m du sol (W/m^2)

7-Extrapolation verticale de la vitesse du vent

Afin d'estimer la vitesse du vent à une hauteur différente du point de mesure (niveau de l'anémomètre), nous avons procédé son extrapolation verticale en utilisant six méthodes :

- Loi logarithmique [6]
- Loi de puissance 1/7ème [7]
- Loi de puissance Justus C.G. et Mikhail 1976 [8]
- Loi de puissance modifiée (Modèle de Mikhail et Justus 1982) [9]
- Loi de puissance modifiée (Modèle de Mikhail 1985) [10]
- Loi de puissance dite à coefficient variable [11,12]

Où chaque vitesse du vent a été extrapolée verticalement à 50m, les deux paramètres de Weibull ont été par la suite estimés par la méthode du Maximum de Vraisemblance [13,14], ce qui nous a permis d'évaluer la vitesse moyenne en fonction de la période désirée. Les résultats sont donnés dans la Figure IV-24. Nous remarquons clairement dans celle-ci que

l'estimation de la vitesse du vent à hauteur de 50m, diffère d'un modèle à un autre, mais les zones de répartition des vents restent quasi identiques.

Chaque modèle d'extrapolation verticale de la vitesse du vent est fonction de plusieurs paramètres : la nature topographique, le climat et l'intensité du vent du site étudié. A cet effet, nous avons choisi la loi de puissance dite à coefficients variables [11,12] pour évaluer la densité énergétique moyenne à hauteur de 50m, et cela pour différentes raisons :

- La loi logarithmique n'est valable que pour des terrains relativement plats et non accidentés [15,16]
- La loi de puissance 1/7ème est considérée comme étant une relation exponentielle qui doit être utilisée que dans des sites à grands vents. Alors dans notre travail, seulement deux sites disposent d'une vitesse moyenne de vent égale à 6m/s, à savoir Adrar et Hassi-R'Mel.
- Le modèle de Mikhail et Justus de la loi de puissance modifiée [18] a été proposé pour des conditions neutres de stabilité.
- La loi de puissance [8] n'étant valable que pour une longueur de rugosité $0.5 > Z_0 > 0.05m$ [19].
- La loi de puissance dite à coefficient variable tient en compte plusieurs plages de rugosité d'une part, et d'autre part, elle a été utilisée pour l'établissement de la carte du vent et le potentiel éolien du Maroc [11,12], un pays voisin, avec lequel l'Algérie partage les mêmes types de climat ainsi que la même nature orographique, deux aspects qui régissent le coefficient de friction α [20,21].

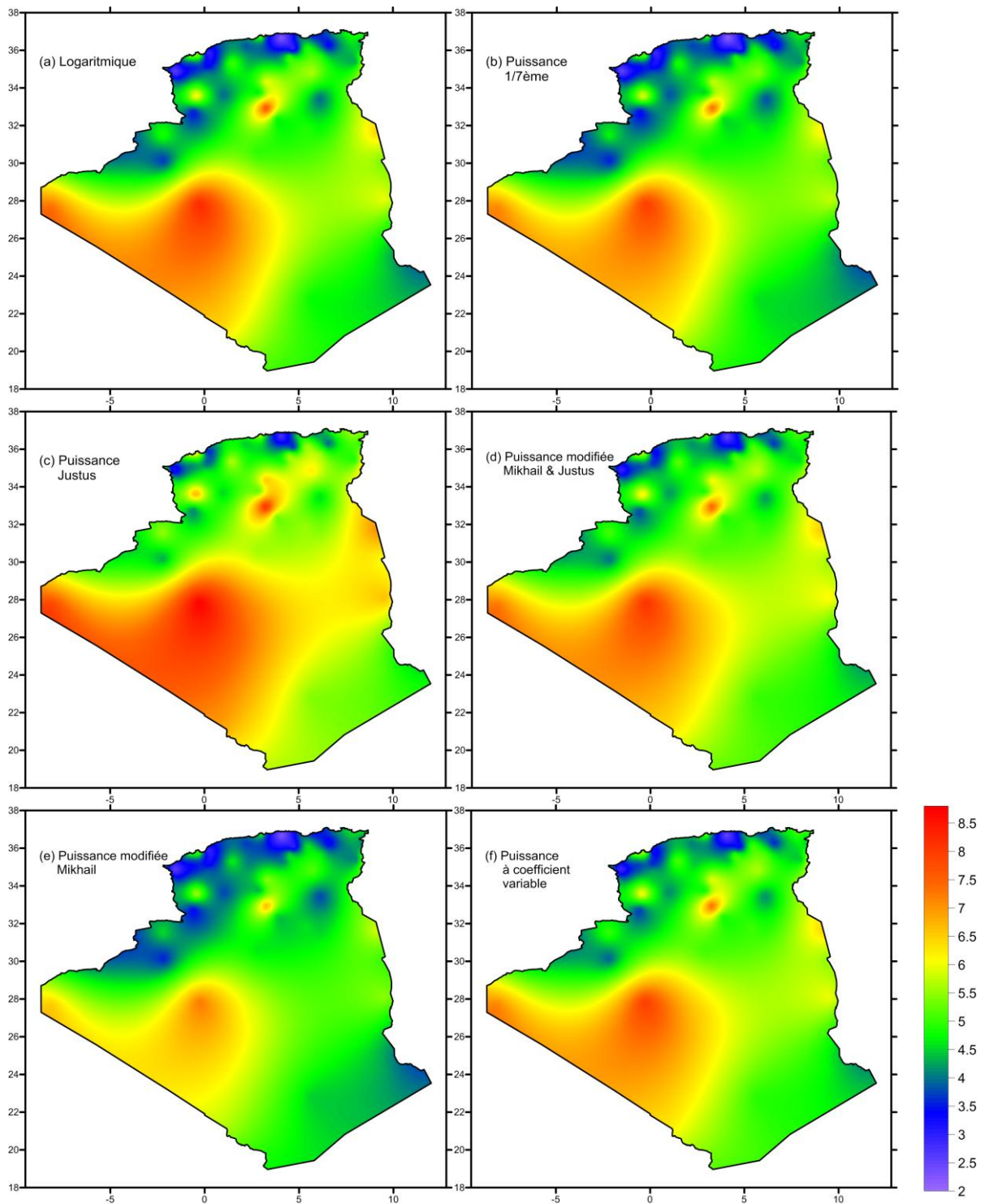


Fig. IV-24 : Carte saisonnière des vents à 50m du sol pour les six modèles d'extrapolation verticale de la vitesse du vent (m/s)

7-1-Estimation de la hauteur de rugosité du site

Pour l'évaluation de la longueur de rugosité dans chacun des sites étudiés, nous avons procédé à une identification visuelle via le logiciel Google Earth. Après identification de la nature topographique et urbaine du site par les coordonnées géographiques, une valeur de x est allouée pour chaque classe de rugosité.

Ainsi :

- $x = 0.25$ pour $0.005 > Z_0 \geq 0m$
- $x = 0.31$ pour $0.05 > Z_0 \geq 0.005m$
- $x = 0.37$ pour $0.5 > Z_0 \geq 0.05m$
- $x = 0.48$ pour $4 > Z_0 \geq 0.5m$

Nous présentons dans la Figure IV-25, l'exemple pris pour déterminer le coefficient x dans le site de Ghardaia.

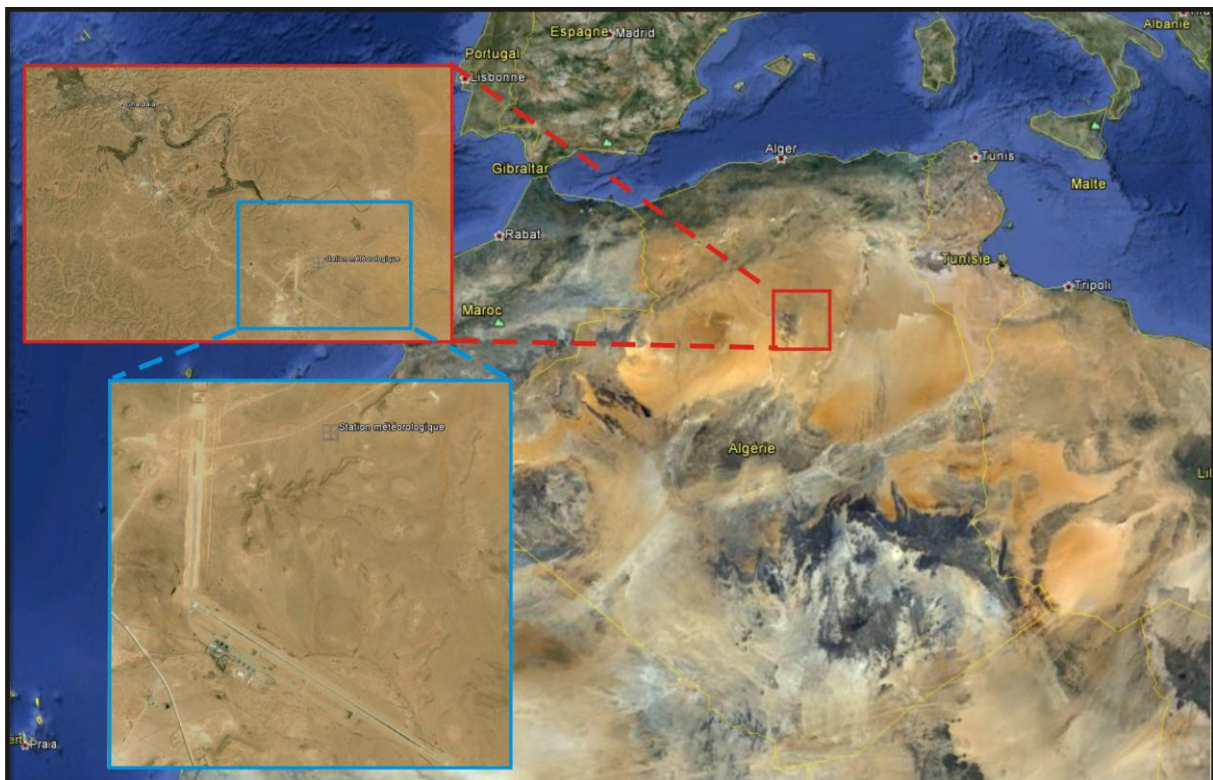


Fig. IV-25 : Identification visuelle de la nature topographique du site de Ghardaia par Google Earth.

Vu la faible urbanisation du site et la nature orographique de la région, nous avons estimé une valeur de rugosité comprise entre 0.05 et 0.005m, ainsi la valeur du coefficient x correspondante est égale à 0.31 [22].

7-2-Densité énergétique moyenne à 50m

La cartographie de la densité énergétique disponible à 50m du sol après extrapolation verticale de la vitesse du vent par la loi de puissance dite à coefficient variable est donnée dans la Figure IV-26. Le résultat est obtenu après le traitement de l'ensemble des sites, 87 au total.

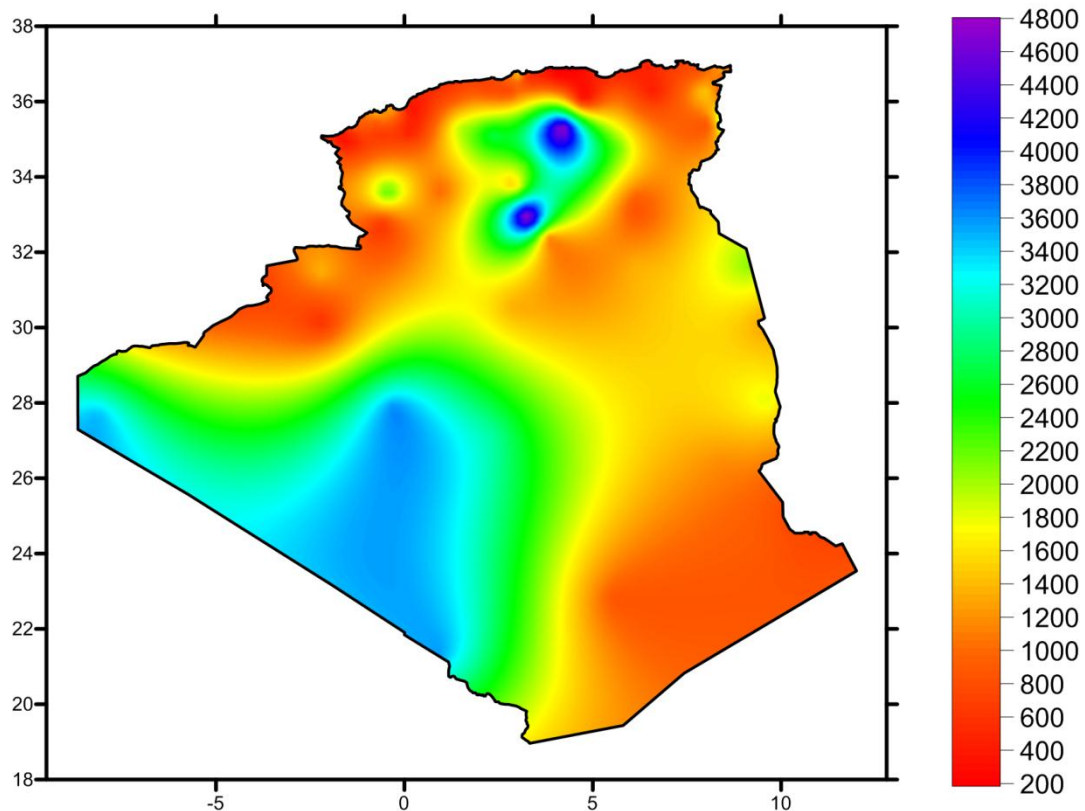


Fig. IV-26 : Carte annuelle de la densité énergétique moyenne à 50m du sol (kWh/m²)

La densité énergétique moyenne étant égale à la densité de puissance moyenne multipliée par une unité de temps, implique que la carte de la densité énergétique moyenne est similaire à celle de la carte de la densité de puissance moyenne illustrée dans la Figure IV-23 et expliquée dans la section §6 du même Chapitre.

8-Classification éolienne des sites :

En se référant au Classement PNL [23] des ressources éoliennes, et après avoir classifié les 63 sites étudiés à l'intérieur du pays, les résultats sont comme suit :

- Adrar et Hassi-R'Mel avec respectivement des vitesses moyennes annuelles égales à 6.37 et 6.11m/s sont comprises dans la classe 5 considérée avec un bon potentiel éolien.

- Tindouf avec une vitesse moyenne annuelle égale à 5.67m/s est répertoriée dans la classe 4, appropriée à des applications éoliennes.
- In-Salah avec une vitesse moyenne annuelle égale à 5.13m/s est comprise dans la classe 3, qui peut être utilisée pour des utilisations éoliennes mais avec des mâts très hauts.
- Mechria, Bordj-Badji-Mokhtar, Timimoun, Djelfa, In-Amenas, Biskra, le Port d'Oran et Arzew quant à eux, sont compris dans la classe 2, considérée comme étant marginalisée pour une utilisation éolienne.
- Le reste des sites est compris dans la classe 1.

Une étude sur le site de Méchria [22] de classe annuelle 2 a démontré par une analyse temporelle que l'on pourrait avoir de bons rendements en fonction des mois et des saisons. Pour le mois d'avril, elle a été intégrée dans la classe 5.

Notre étude annuelle donne uniquement 3 sites avec un potentiel éolien assez valable pour être considéré apte à recevoir une utilisation justifiée de cette ressource éolienne, selon le classement PNL.

9-Estimation de la production énergétique d'une éolienne.

Dans cette partie, nous avons choisi d'étudier la production énergétique d'une éolienne sur 4 sites compris dans la classe 2, à savoir : Bordj-Badji-Mokhtar, Djelfa, In-Amenas et le Port d'Oran. Et cela en fonction des mois, des saisons et de l'année.

Quant aux choix de l'aérogénérateur, nous l'avons fait au niveau du site de Méchria.

9-1-Choix de l'aérogénérateur

L'étude du potentiel éolien pouvant être extrait de la région de Méchria [22], dans la partie occidentale des Hauts-plateaux, a été évaluée en comparant six aérogénérateurs d'une puissance nominale de 600kW normalisés, de 50m de hauteur avec un rayon compris entre 22 et 25m, en fonction des mois et des saisons. Leurs caractéristiques sont données dans le Tableau IV-14.

Tab. IV-14 : Caractéristiques des éoliennes [24]

Model	GE600a	Fuhrländer FL600	Vestas V44	WTN WTN 646	Turbowinds DS T600-48	Repower 48/600
Puissance nominale (kW)	600	600	600	600	600	600
Diamètre du rotor (m)	46	50	44	46	48	48
Hauteur du mât (m)	50	50	50	50	50	50
Surface de la voilure (m ²)	1662	1962	1520	1662	1809	1809
Vitesse de démarrage (m/s)	3	3	5	4	3	3,5
Vitesse nominale (m/s)	14	13	17	13	14.5	15
Vitesse d'arrêt (m/s)	20	19	20	25	19	19

L'étude temporelle (en fonction des mois, des saisons et de l'année) est donnée dans les Figures IV-27, 28 et 29. [22]

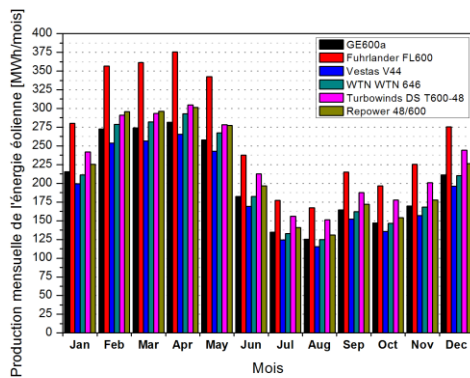


Fig. IV-27 : Etude mensuelle

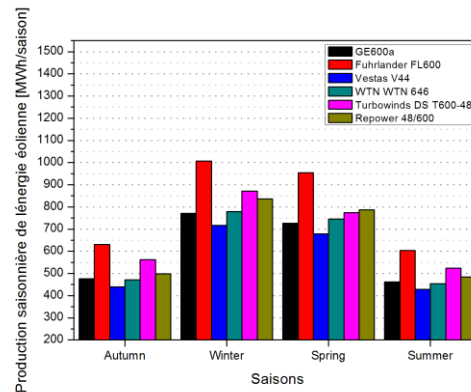


Fig. IV-28 : Etude saisonnière

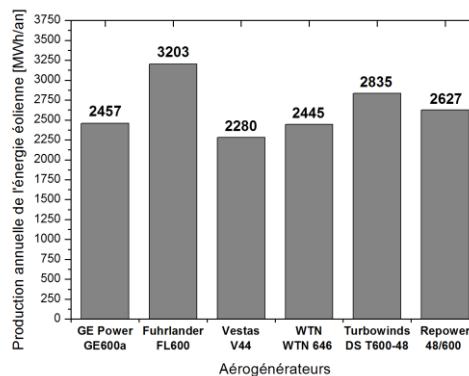


Fig. IV-29 : Etude annuelle

Les résultats illustrés dans les Figures IV-27, 28 et 29, donnent l'aérogénérateur FL600 du manufacturer Fuhrländer comme étant le plus performant en terme de production énergétique en fonction des mois et des saisons avec une nette domination.

9-2-Estimation énergétique

Pour les quatre sites choisis pour l'estimation de leur production énergétique en utilisant l'aérogénérateur de moyenne puissance Fuhrländer FL600, nous avons utilisé la méthode du Facteur de capacité C_f . Où après avoir estimé ce facteur par la formule (III.73) et en connaissant la valeur de la puissance nominale de l'aérogénérateur utilisé qui est égale à 600kW, la puissance moyenne à la sortie de l'éolienne est calculée par la formule (III.74) pour chaque période désirée. L'énergie produite par l'aérogénérateur est évaluée par la relation (III.75).

La densité de puissance moyenne, la vitesse du vent la plus fréquente et la vitesse de vent transportant le maximum d'énergie sont estimées aussi à l'entrée de la voile.

- **Étude mensuelle**

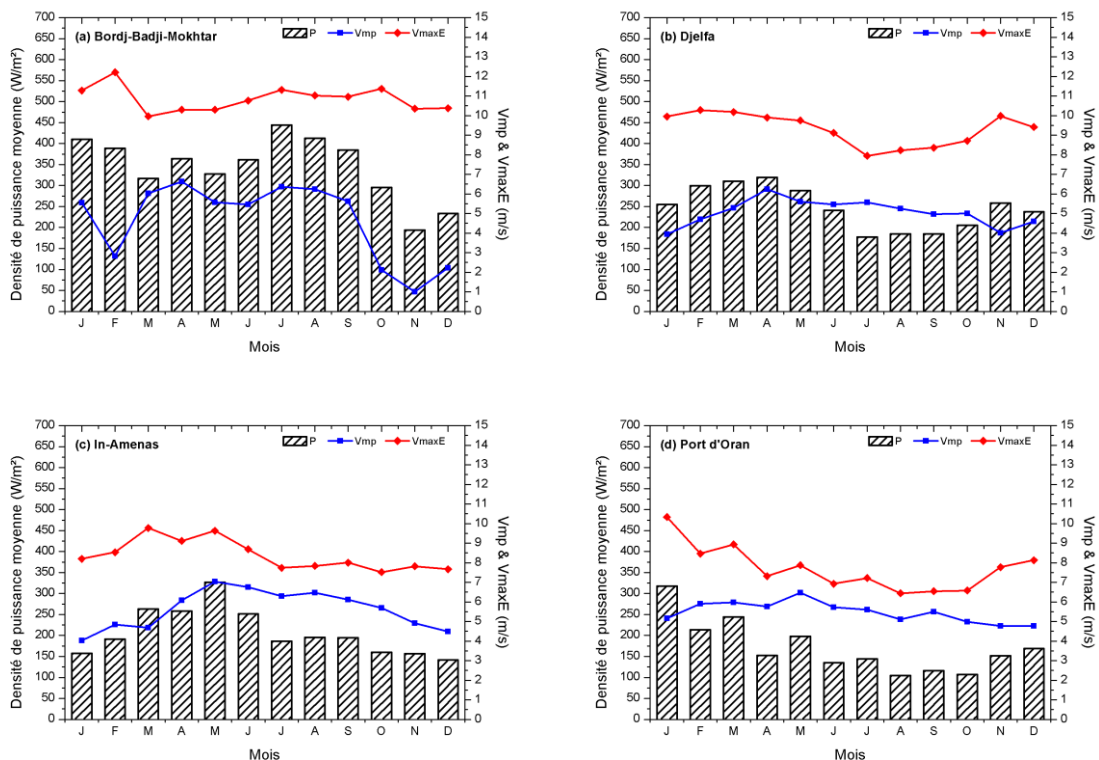


Fig. IV-30 : Variation mensuelle de la densité de puissance moyenne, la vitesse de vent la plus fréquente et la vitesse du vent transportant le maximum d'énergie à 50m.

Nous remarquons sur la Figure IV-30, que la densité de puissance moyenne mensuelle est maximale lorsque la valeur de la vitesse du vent la plus probable et la vitesse du vent engendrant le maximum d'énergie sont toutes les deux importantes pour les quatre sites.

Nous remarquons la prédominance mensuelle pour le site de Bordj-Badji-Mokhtar à l'extrême sud du Sahara où la densité de puissance moyenne annuelle à 50m atteint son maximum au mois de juillet avec 444W/m^2 avec la vitesse du vent la plus probable et la vitesse du vent qui transporte le maximum d'énergie égales respectivement à 6.4 et 11.3m/s.

Le site du Port d'Oran quant à lui donne la plus faible valeur en terme de densité de puissance moyenne mensuelle au mois d'août avec 90W/m^2 à 50m pour une vitesse de vent la plus probable égale à 4.6m/s et une vitesse de vent transportant le maximum d'énergie égale à 6.3m/s

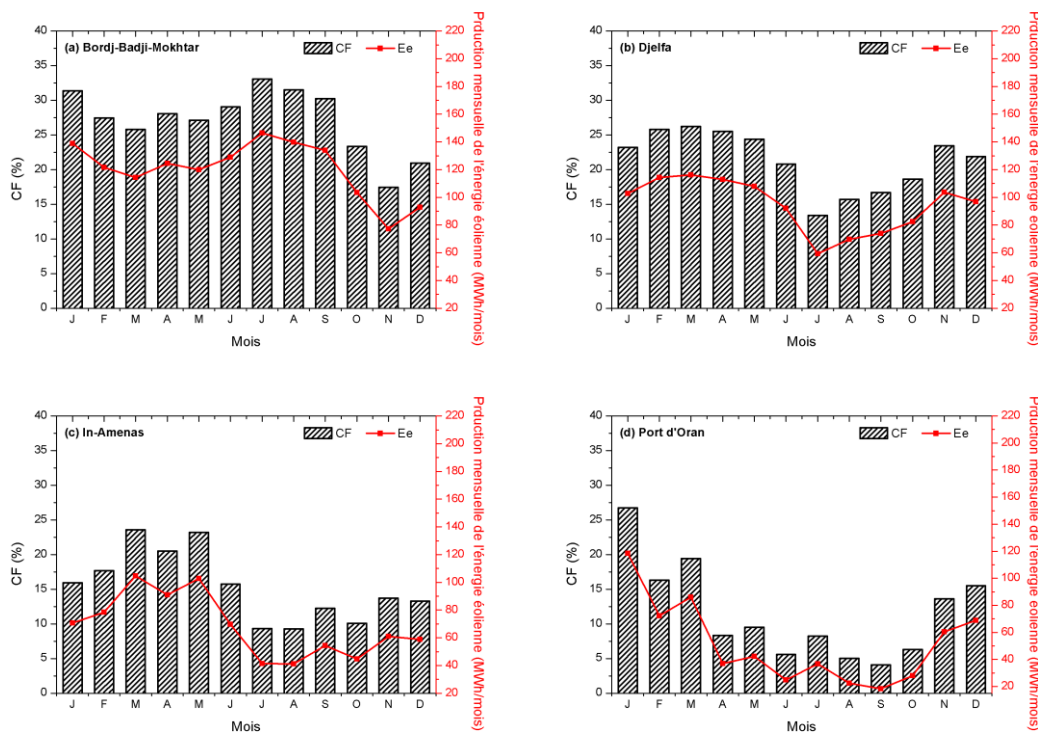


Fig. IV-31 : Variation mensuelle du Facteur de Capacité et l'énergie produite l'aérogénérateur Fuhrländer FL600

La Figure IV-31, représente la variabilité mensuelle du facteur de capacité ainsi que l'énergie mensuelle produite à la sortie de l'aérogénérateur. Nous remarquons la prédominance mensuelle en termes de production énergétique sur le site de Bordj-Badji-Mokhtar Figure IV-31.a. où le mois de juillet représente la période la plus intense avec une production énergétique égale à 146MWh/mois relative à un facteur de capacité égal à 33%.

• Etude saisonnière

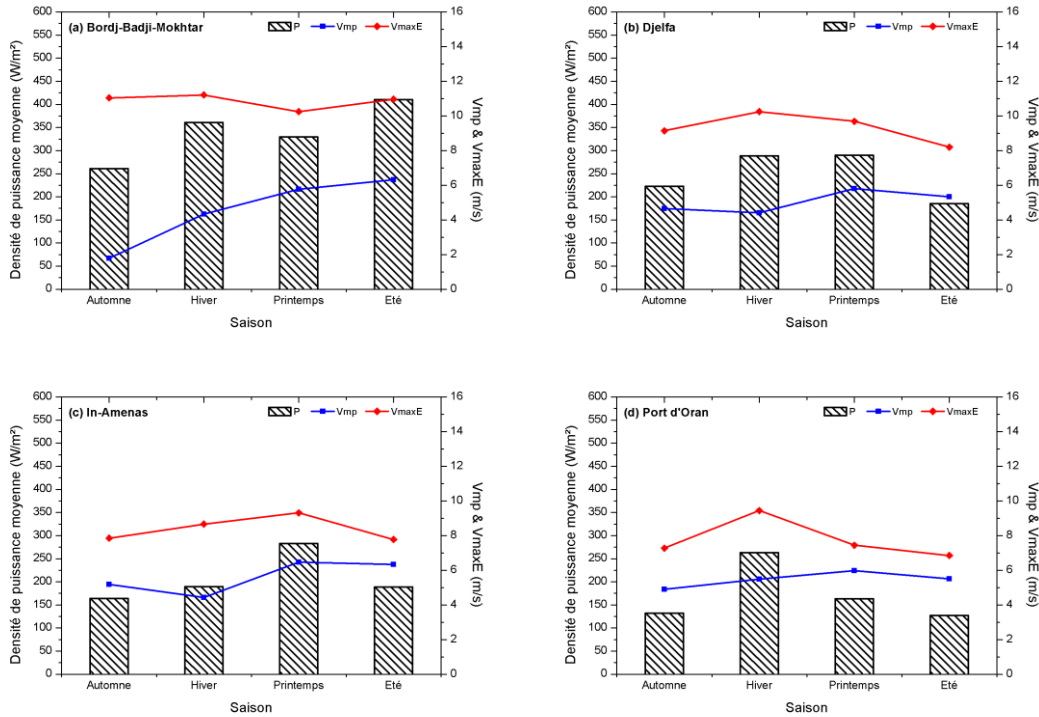


Fig. IV-32 : Variation saisonnière de la densité de puissance moyenne, la vitesse de vent la plus fréquente et la vitesse de vent transportant le maximum d'énergie à 50m.

En adéquation avec l'étude mensuelle, nous remarquons de la Figure IV-32 que la densité de puissance moyenne à 50m de hauteur reste optimale quand la vitesse du vent la plus probable et la vitesse du vent transportant le maximum d'énergie sont importantes.

Nous remarquons que le site de Bordj-Badji-Mokhtar présente le meilleur potentiel en termes de densité de puissance moyenne à l'entrée de la voile en été avec 410W/m².

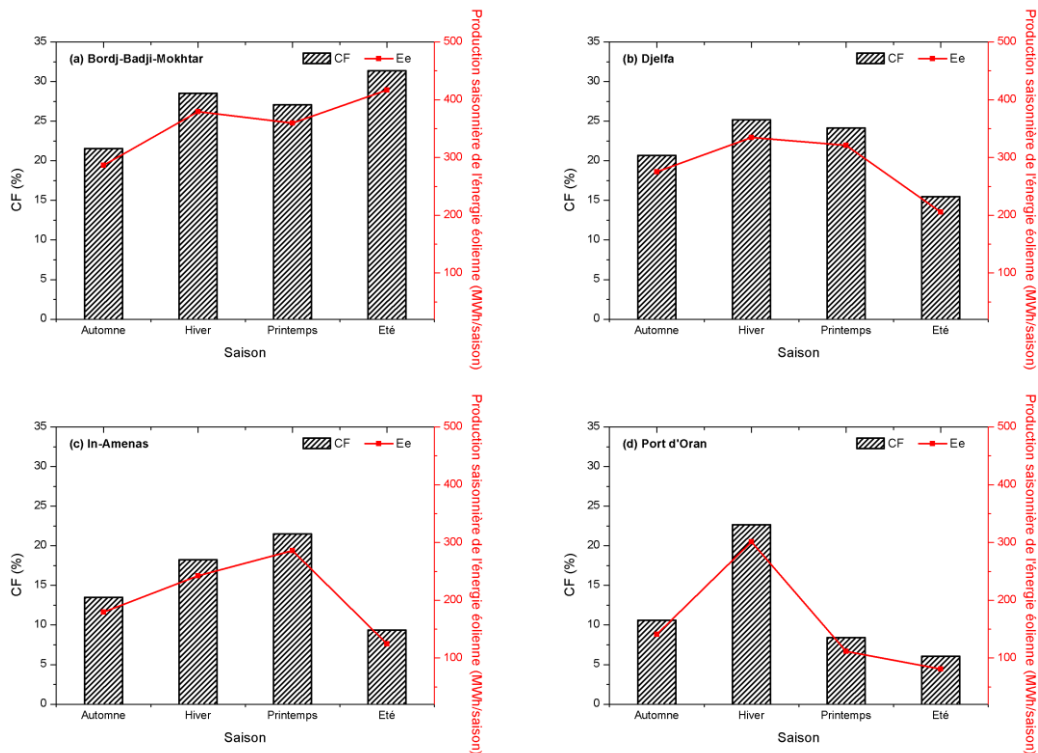


Fig. IV-33 : Variation saisonnière du Facteur de Capacité et l'énergie produite l'aérogénérateur Fuhrländer FL600

La Figure IV-33, représente la variabilité saisonnière du facteur de capacité ainsi que l'énergie mensuelle produite à la sortie de l'aérogénérateur. Nous remarquons toujours en coordination avec l'étude mensuelle, la prédominance saisonnière en termes de production énergétique sur le site de Bordj-Badji-Mokhtar Figure IV-33.a. où l'été représente la période la plus intense avec une production énergétique égale à 0.4GWh/saison relative à un facteur de capacité égal à 31%.

- **Production annuelle**

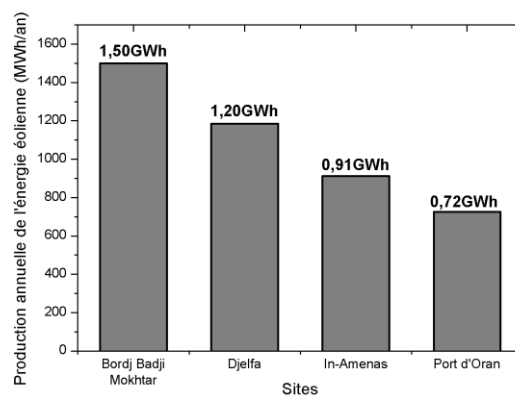


Fig. IV-34 : Production annuelle de l'énergie éolienne par l'aérogénérateur Fuhrländer FL600 sur les 4 sites

En termes de production énergétique annuelle, le site de Bordj-Badji-Mokhtar à l'extrême sud du pays donne le meilleur taux avec une production de 1.5GWh/an, suivi par le site de Djelfa dans les Hauts-Plateaux avec une production estimée à 1.2GWh/an. Les deux sites de In-Amenas et du port d'Oran viennent en dernier avec des productions égales respectivement à 0.9 et 0.7GWh/an.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les résultats de l'optimisation de l'évaluation temporelle du gisement éolien en Algérie en étudiant les différents paramètres du vent d'une part et avons procédé à la réactualisation de l'Atlas éolien algérien d'autre part, en utilisant les différentes méthodes présentées dans le précédent chapitre. Nous avons répertorié l'ensemble des sites étudiés sur 5 zones du pays, à savoir le littoral, l'Atlas Tellien, les Hauts-Plateaux, le Nord du Sahara et le Grand Sahara. Après avoir calculé les paramètres qui régissent le vent, nous avons donné la nature et le potentiel éolien de l'ensemble du territoire algérien.

L'étude du gisement éolien à 10m donne des vitesses du vent qui couvrent de larges gammes en hiver pour la partie nord du pays et au printemps pour le Sahara. L'été présente la saison qui couvre la moins large gamme de vitesses de vent pour la quasi-totalité du pays, alors qu'elle présente la période avec les meilleures valeurs du paramètre de forme de Weibull. Nous concluons ainsi que le vent est plus constant en été et stable autour de la vitesse moyenne estimée pour chaque site étudié.

La réactualisation de l'Atlas des vents à 10m du sol a permis de noter que la majorité des grandes vitesses moyennes annuelles se situent au Sud du pays. Les vitesses moyennes annuelles varient sur l'ensemble du territoire entre 1.2 et 6.3m/s. La région de Adrar garde sa suprématie en terme de vitesse maximale du vent avec 6.3m/s et la région de Hassi-R'Mel lui succède avec une vitesse moyenne annuelle égale à 6.1m/s. Nous notons par ailleurs l'intégration du site de Méchria à l'ouest des Hauts-Plateaux et le site de Bordj-Badji-Mokhtar à l'extrême sud du pays avec une vitesse moyenne annuelle qui avoisine les 5m/s.

La carte saisonnière de la vitesse moyenne du vent nous a permis de montrer clairement que le Printemps reste la saison la mieux ventée.

La cartographie du paramètre de forme nous a permis de montrer que le vent est de nature constante sur une grande partie du Sud algérien, du nord-est du pays, pour quelques

points ouverts sur la mer méditerranée ainsi qu'à l'ouest des Hauts-Plateaux, à l'inverse de la partie nord-ouest du pays.

Par ailleurs, l'extrapolation verticale de la vitesse du vent à 50m du sol par le model de puissance dit à coefficient variable, a permis de tracer la carte des vents à cette hauteur, ainsi que la carte de la densité énergétique moyenne annuelle. Le site de Hassi-R'Mel dispose de la plus grande densité énergétique moyenne annuelle égale à 4300kWh/m²/an.

En dernier lieux, nous avons comparé six aérogénérateurs de puissance moyenne (600kW) et nous avons utilisé la machine la plus optimale (Fuhrländer FL600) pour évaluer la production énergétique et le facteur de capacité en fonction des mois, des saisons et de l'année pour 4 sites du pays de classe 2 (suivant le classement PNL).

Bibliographie

- [1] N. Kasbadji Merzouk, Wind energy potential of Algeria. *Renewable Energy* 21(2000) 553-562.
- [2] F. Chellali, A. Khellaf, A. Belouchrani, A. Recioui, A contribution in the actualization of wind map of Algeria, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 15 (2011) 993-1002
- [3] N. Kasbadji Merzouk, Evaluation du gisement énergétique éolien. Contribution à la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie. Thèse de doctorat. Université Abou Bekr Belkaid, Tlemcen. (2006).
- [4] R. Hammouche. Atlas Vent de l'Algérie. Office des Publications Universitaires (OPU), Algiers (1990).
- [5] S.M. Boudia, A. Benmansour, N. Ghellai, M. Benmedjahed, M.A. Tabet Hellal, Monthly and Seasonal Assessment of Wind Energy Potential in Mechria Region, Occidental Highlands of Algeria, *International Journal of Green Energy*. 9(3), 243-255, 2012.
- [6] Tenneekes H., The logarithmic wind profile. *J. of Atmospheric sciences*, 30(1973) 234:238.
- [7] M Hussain, Dependence of power law index on surface wind speed, *Energy Conversion and Management*, 43(2002) 467-472
- [8] C. G. Justus and A. Mikhail, Height Variation Of Wind Speed And Wind Distributions Statistics, *Geophysical Research Letters*, 3:5 (1976) 261-264.
- [9] Smith, M.E., (Ed.) Recommended guide for the prediction of the Dispersion of airborne Effluents, Amer. Soc. Mech. Engrs., New York, 1968.
- [10] Mikhail, A. S., Height Extrapolation of Wind Data, *Journal of Solar Energy Engineering*, 107(1985)10-14
- [11] Knidiri F. and Laouina A. (1986) L'énergie éolienne au Maroc, CDER.
- [12] Nfaoui H., Buret J. and Sayigh A. A. M., Wind characteristics and wind energy potential in Morocco, *Solar Energy*, 63:1(1998) 51-60
- [13] Stevens MJM Smulders PT (1979) The estimation of parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy utilization purposes. *Wind Engineering* 3(2): 132-145
- [14] Chang TJ Wu YT Hsu HY Chu CR Liao CM (2003) Assessment of wind characteristics and wind turbine characteristics in Taiwan. *Renewable Energy* 28:851-871
- [15] Irwin JS. A theoretical variation of the wind profile power law exponent as a function of surface roughness length and stability. *Atmos Environ* 1979;13:191-194.
- [16] Troen I, Petersen EL. European wind atlas. Roskilde: Risø National Laboratory, ISBN 87-550-1482-8; 1989.
- [17] M Hussain, Dependence of power law index on surface wind speed, *Energy Conversion and Management*, 43(2002) 467-472
- [18] Mikhail, A. S., and Justus, C. G., "Comparison of Height Extrapolation Models and Sensitivity Analysis," *Wind Engineering*, Vol. 5, No. 2, 1981.
- [19] Jutus C.G. (1980) Vent et performances des éoliennes, Editions SCM, France.
- [20] Smith, M.E., (Ed.) Recommended guide for the prediction of the Dispersion of airborne Effluents, Amer. Soc. Mech. Engrs., New York, 1968.

- [21] Davenport, A.G., The relationship of wind structure to wind loading, Proc. Of conf. on wind effects on structures, London, England, 1963
- [22] S.M. Boudia, A. Benmansour, N. Ghellai, M. Benmedjahed, M.A. Tabet Hellal, Temporal wind energy resource assessment at Ghardaia region, 2ème Séminaire International sur Les Energies Nouvelles et Renouvelables, Ghardaïa – Algérie 15, 16 et 17 Octobre 2012.
- [23] Elliott, D.L., C.G. Holladay, W.R. Barchet, H.P. Foote, and W.F. Sandusky. 1987. Wind energy resource atlas of the United States. PNL Report. DOE/CH10094-4. NTIS
- [24] EMD. 2009. TheWindPro Software. Available from: <http://www.emd.dk/WindPRO/Downloads%20and%20Updates/> (accessed 10 July 2011).
- [25] Akpınar EK, Akpınar S. An assessment on seasonal analysis of wind energy characteristics and wind turbine characteristics. Energy Convers Manage 2005; 46:1848–1867.
- [26] Ucar A, Balo F. Evaluation of wind energy potential and electricity generation at six locations in Turkey. Appl Energy 2009;86:1864–

Conclusion générale

Le présent travail consiste à l'optimisation de l'évaluation temporelle du gisement énergétique éolien pour la réactualisation de la carte des vents en Algérie. Pour cela, nous avons décomposé la carte géographique de l'Algérie en 5 zones : le littoral, l'Atlas Tellien, les Hauts-Plateaux, le Nord du Sahara et le Grand Sahara. Nous avons donné la nature et le potentiel éolien de chaque zone, d'Est en Ouest en étudiant les paramètres qui régissent le vent.

Nous avons étudié dans un premier temps, les des paramètres de Weibull, la densité de puissance moyenne et la vitesse moyenne en fonction des mois, des saisons et de l'année, à 10m, pour 4 sites choisis par zone prédéfinie. Cette étude nous a permis de donner les conclusions suivantes :

-Le vent couvre en général la plus large gamme de vitesse durant les mois d'Hiver dans la partie nord du pays comprenant le Littoral, l'Atlas Tellien et les Hauts-Plateaux. Quant à la partie sud du pays, qui comprend le grand Sahara à partir de la latitude 31° , la plus large gamme de vitesse du vent est couverte au Printemps.

Pour ce qui est de la plus petite gamme de vitesse du vent, elle correspond aux mois d'Eté pour l'ensemble du territoire.

-Le facteur de forme qui nous enseigne sur la stabilité des vents, donne un vent beaucoup plus stable et constant en Eté sur la quasi-totalité du pays. Néanmoins, dans certain points singuliers : la région de l'extrême nord-est au site d'El-Kala ainsi que la région de Hassi-R'Mel au Nord du Sahara, le facteur de forme est prédominant au Printemps.

Les valeurs moins importantes du facteur de forme en Automne et en Hiver impliquent l'instabilité de la vitesse du vent autour de sa valeur moyenne. Cela s'explique par les rafales de vent par intermittence durant ces périodes.

-La densité de puissance moyenne, en fonction des mois, des saisons et de l'année sur la partie nord du pays (Littoral et Atlas Tellien), reste faible voir même très faible dans certaines régions : exemple, le site de Tlemcen à l'Ouest du pays, elle n'excède pas $15\text{W}/\text{m}^2$. Par contre à partir des Hauts-Plateaux jusqu'à l'extrême sud du pays, la densité de puissance moyenne devient de plus en plus importante jusqu'à avoisiner les $300\text{W}/\text{m}^2$ à Hassi-R'Mel. Elle

dépasse les 200W/m² à Adrar, Bordj-Badji-Mokhtar et Tindouf. Msila et Méchria dans les Hauts-Plateaux disposent d'une densité de puissance moyenne qui avoisine les 150W/m².

-L'étude annuelle sur l'ensemble du territoire a donné 4 sites avec un taux de vitesse de vent nulle qui dépasse 15% : Boussaada, Kasr-Chellala, Maghnia et Tizi-Ouzzou. D'où l'application de la distribution Hybride Weibull pour la réajuster.

Dans un deuxième temps, nous avons procédé à la réactualisation de l'Atlas des vents à 10m du sol. Cela nous a permis d'évaluer les vitesses moyennes annuelles du vent. Celles-ci varient sur l'ensemble du territoire entre 1.2 et 6.3m/s. La région d'Adrar garde sa suprématie en terme de vitesse maximale du vent avec 6.3m/s. La région de Hassi-R'Mel lui succède avec une vitesse moyenne annuelle égale à 6.1m/s. Le site de Tindouf prend la troisième place avec une vitesse qui avoisine les 6m/s.

Aussi, la majorité des grandes vitesses moyennes annuelles se situent au Sud du pays, comprenant In-Salah, Bordj-Badji-Mokhtar à l'extrême Sud du pays et Timimoun avec des vitesses comprises entre 4.9 et 5.8m/s ; la région d'In-Amenas au sud-ouest du pays dispose d'une vitesse de 4.5m/s.

Par ailleurs, nous avons intégré le site de Méchria à l'ouest des Hauts-Plateaux où le calcul de sa vitesse moyenne annuelle a donné 5m/s.

Pour ce qui est du Littoral et l'Atlas Tellien, hormis les sites suivants : les Ports d'Oran, d'Arzew et d'Alger qui ont des vitesses moyennes comprises entre 4 et 4.3m/s, tous les autres sites ont des vitesses moyennes annuelles du vent inférieures à 4m/s.

Nous avons relevé le faible potentiel des sites de Tizi-Ouzzou et de Maghnia avec des vitesses moyennes annuelles respectivement égales à 1.2 et 1.4m/s. Ceci s'explique par le fait que le site météorologique de Tizi-Ouzzou se situe dans une cuvette à une altitude de 187m et celui de Maghnia au centre ville, entouré d'une forte concentration de bâtiments.

En incorporant les données des sites météorologiques près des frontières, nous avons remarqué la présence de bons potentiels dans la partie Est du pays, près des frontières sud de la Tunisie avec une vitesse moyenne annuelle de 5m/s. Un léger rehaussement du potentiel

éolien à l'extrême nord-ouest du pays a été observé en incorporant les données météorologiques du site d'Oujda, où la vitesse moyenne annuelle avoisine 4 m/s.

En comparant notre travail avec les derniers Atlas des vents, nous avons relevé les points différents suivants :

- Un faible potentiel sur une grande partie du Littoral.
- La présence d'un potentiel assez important sur les frontières Est du pays.
- Un potentiel plus élevé pour les sites de Méchria à l'Ouest des Hauts-Plateaux et de Bordj-Badji-Mokhtar à l'extrême sud du Sahara.

La carte saisonnière de la vitesse moyenne du vent nous a permis de noter clairement que le Printemps reste la saison la mieux ventée, suivie par l'Eté. L'Automne quant à lui, présente la saison au plus faible potentiel éolien où la vitesse du vent ne dépasse pas les 3m/s sur une grande partie du territoire, hormis quelques sites.

La disposition des sites éoliens selon le classement PNL a permis de répertorier :

- Adrar et Hassi-R'Mel dans la classe 5 considérée avec un bon potentiel éolien.
- Tindouf dans la classe 4, appropriée à des applications éoliennes.
- In-Salah dans la classe 3, qui peut être utilisée pour des utilisations éoliennes mais avec des mâts très hauts.
- Mechria, Bordj-Badji-Mokhtar, Timimoun, Djelfa, In-Amenas, Biskra, le Port d'Oran et Arzew quant à eux, sont compris dans la classe 2, considérée comme étant marginalisée pour une utilisation éolienne.
- Le reste des sites se situe dans la classe 1.

Dans un dernier temps, nous avons tracé les cartes des vents et de la densité énergétique moyenne à 50m de hauteur. Ceci nous a permis de conclure que le site de Hassi-R'Mel dispose de la plus grande densité énergétique moyenne annuelle égale à 4300kWh/m²/an, suivi par le site d'Adrar avec 3400kWh/m²/an. Le site de Bordj-Badji-Mokhtar à l'extrême sud du pays dispose d'un bon potentiel énergétique avec 3000kWh/m²/an. Quant au site de Méchria à l'ouest des Hauts-Plateaux, il dispose d'un assez bon potentiel avec une densité énergétique annuelle égale à 2250kWh/m²/an.

Pour évaluer la production énergétique et le facteur de capacité en fonction des mois, des saisons et de l'année, nous avons procédé à une simulation en utilisant l'aérogénérateur Fuhrländer FL600 d'une puissance nominale de 600kW. Pour illustrer cette simulation, nous avons choisis 4 sites du pays de classe 2, ce qui nous a permis de déduire ce qui suit :

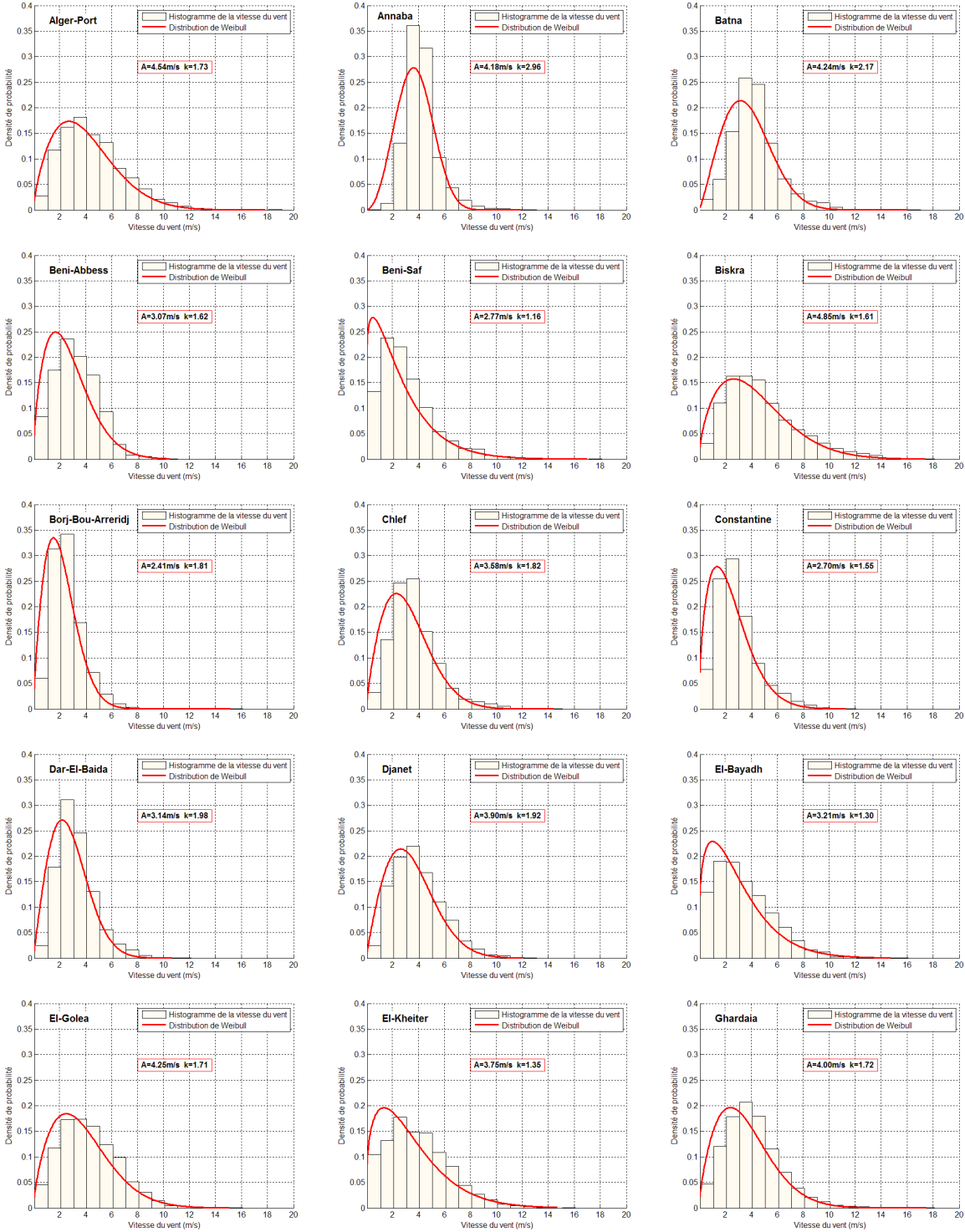
- Le site de Bordj-Badji-Mokhtar arrive en tête en termes de production annuelle avec 1.5GWh/an où la meilleure production est donnée en Été.
- Le site de Djelfa lui succède avec une production énergétique annuelle égale à 1.2GWh/an où la meilleure production saisonnière est donnée en Hiver.
- In-Amenas donne une production énergétique annuelle estimée à 0.9GWh/an avec le printemps comme meilleur production saisonnière.
- Le site du Port d'Oran donne la plus faible production énergétique annuelle avec seulement 0.7GWh/m² avec un maximum d'énergie produite en Hiver.

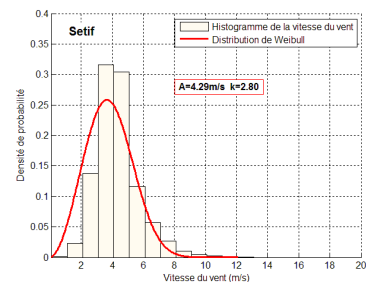
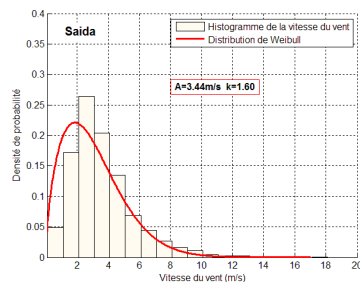
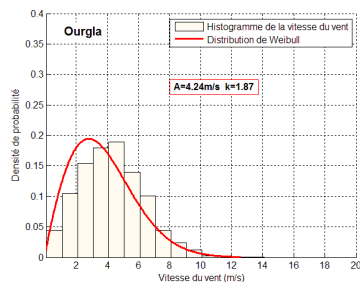
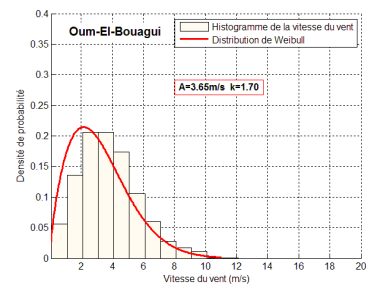
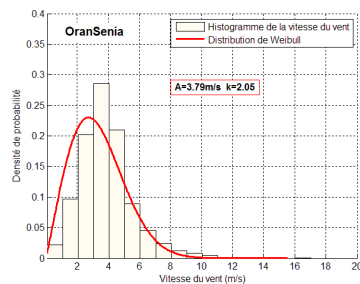
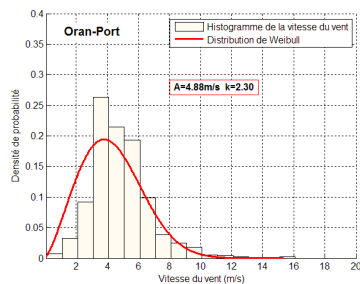
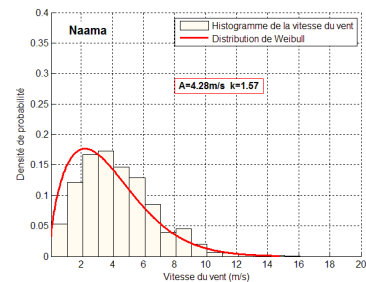
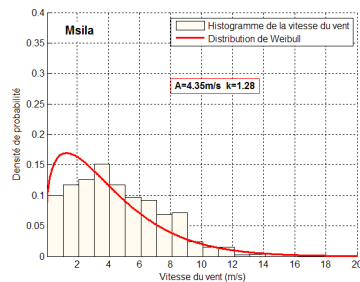
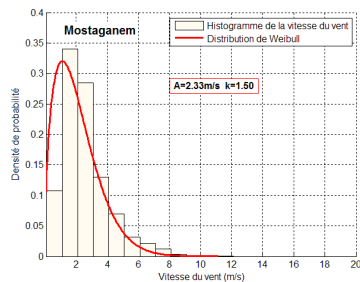
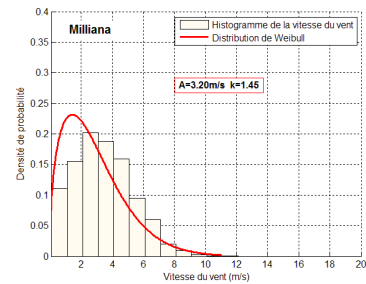
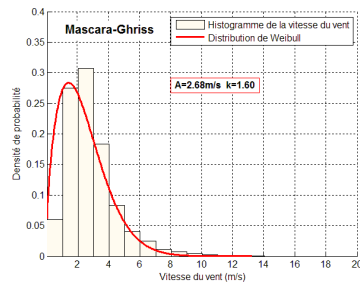
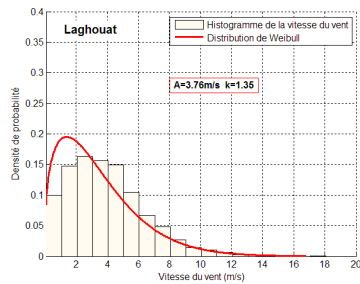
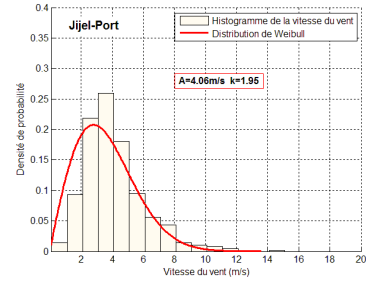
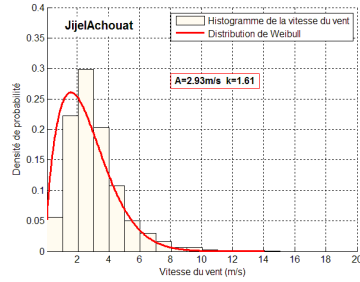
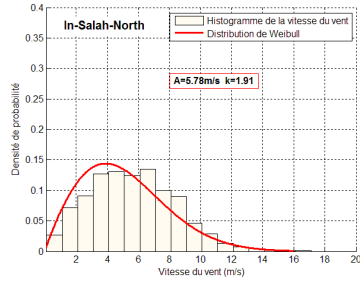
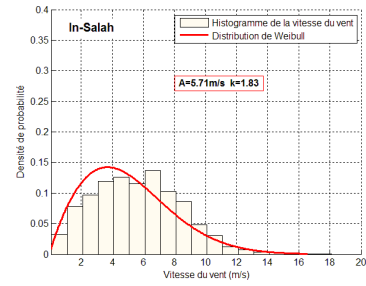
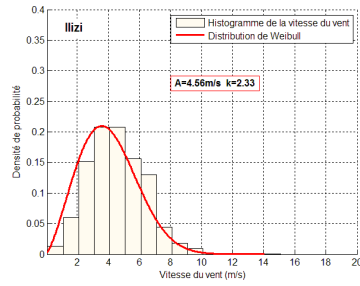
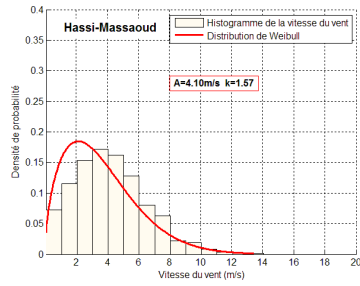
L'Atlas éolien que nous avons établi dans ce travail constitue une réactualisation de l'existant. C'est une base élémentaire pour l'évaluation du potentiel éolien de l'Algérie, sans pour cela être un travail exhaustif, vu le nombre limité de points de mesure sur une superficie de plus de 2km². Par ailleurs, les stations météorologiques sont dans leur majeure partie localisées dans les aéroports (zones sensées être les moins ventées).

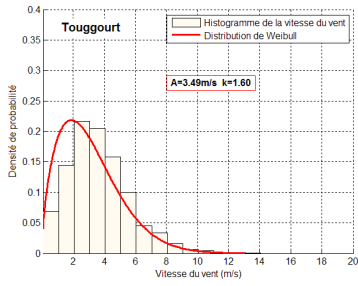
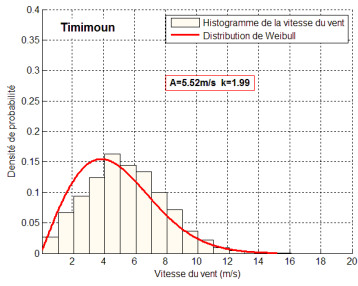
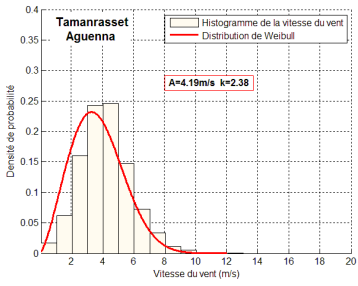
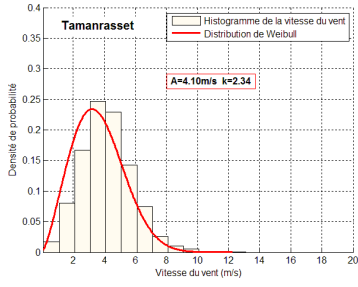
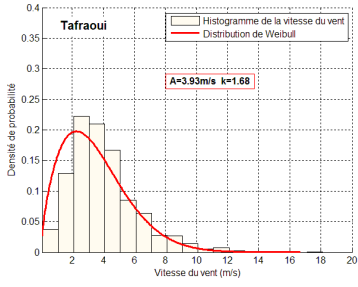
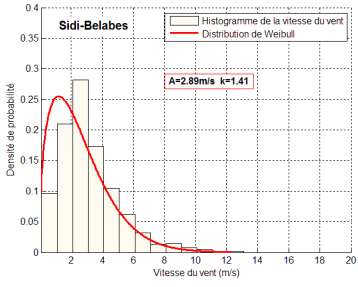
Pour affiner ce travail, il faudrait multiplier les points de mesure, dans les différentes régions du pays, en évitant les grandes agglomérations. Les mesures doivent être faites avec des fréquences plus importantes et à différentes hauteurs. Par ailleurs, il serait important de collecter la température de l'air qui est d'après plusieurs études un paramètre en relation directe avec la vitesse du vent.

Annexe I

Histogramme des vitesses annuelles ajusté par la distribution de Weibull à 10m pour l'ensemble des sites étudiés.

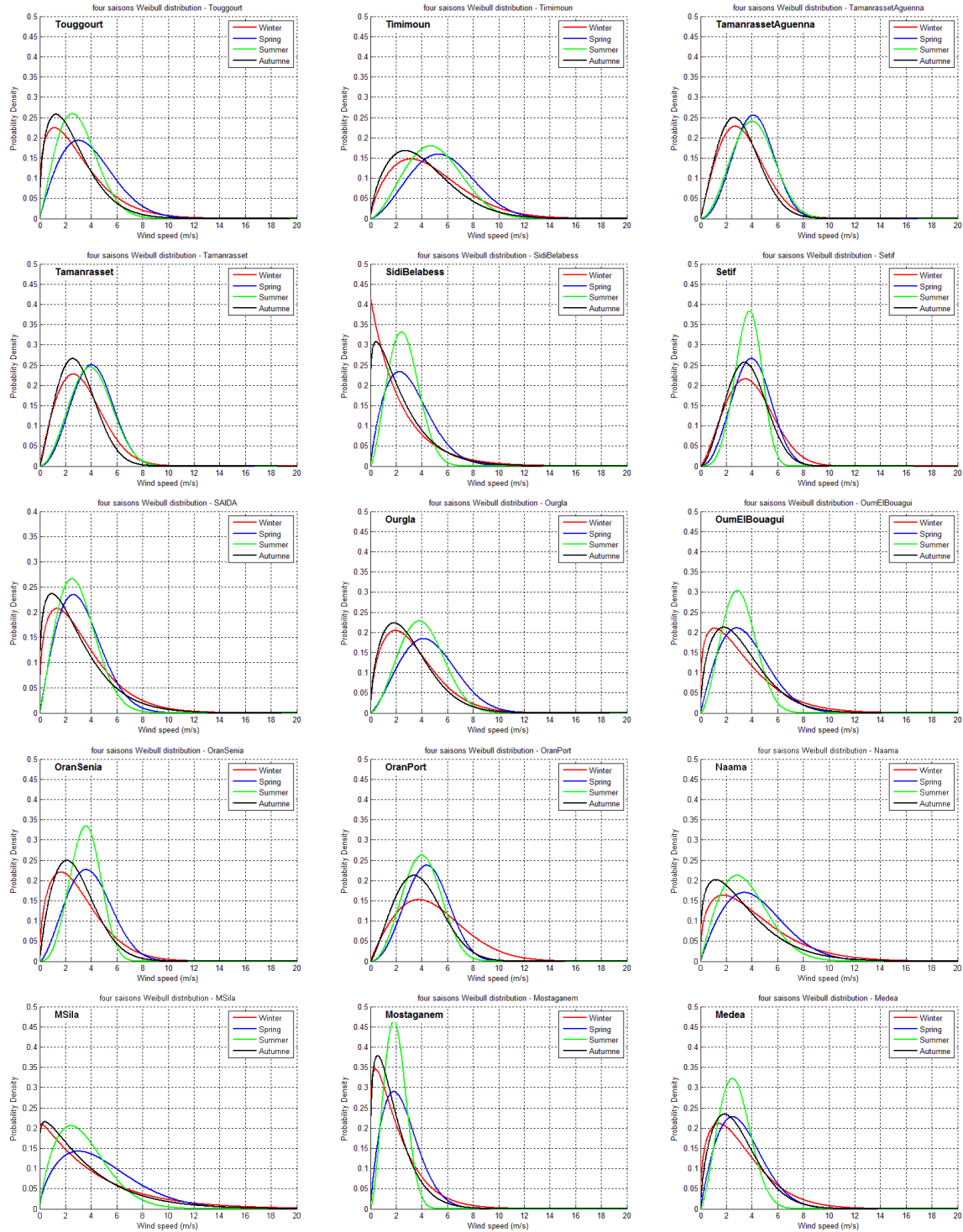


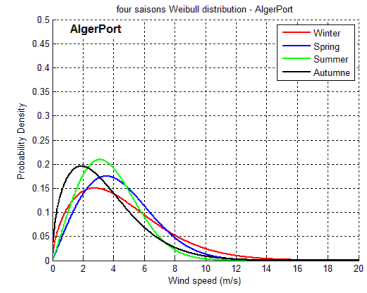
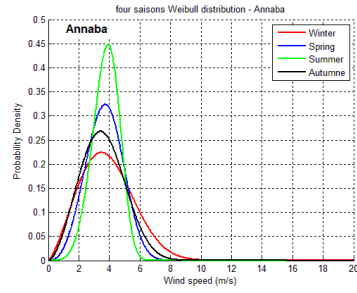
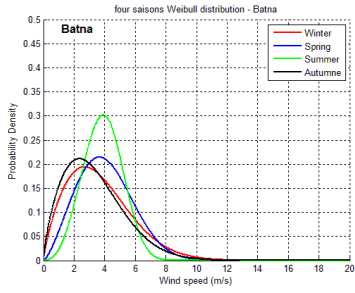
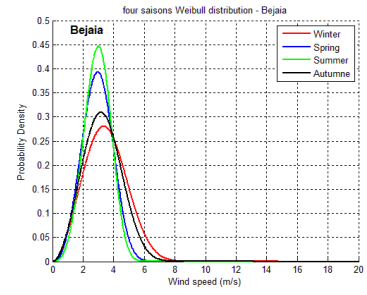
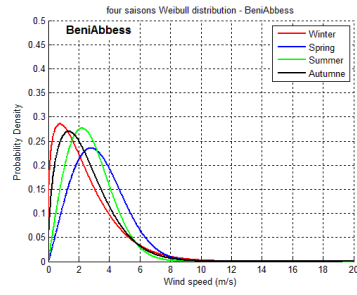
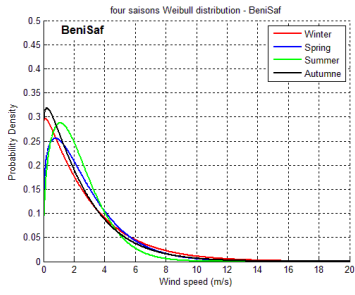




Annexe II

Distribution saisonnière de Weibull à 10m pour l'ensemble des sites étudiés.





This article was downloaded by: [CERIST]

On: 14 April 2013, At: 02:57

Publisher: Taylor & Francis

Informa Ltd Registered in England and Wales Registered Number: 1072954 Registered office: Mortimer House, 37-41 Mortimer Street, London W1T 3JH, UK



International Journal of Green Energy

Publication details, including instructions for authors and subscription information:

<http://www.tandfonline.com/loi/ljge20>

Monthly and Seasonal Assessment of Wind Energy Potential in Mechria Region, Occidental Highlands of Algeria

S. M. Boudia^a, A. Benmansour^a, N. Ghellai^a, M. Benmedjahed^a & M. A. Tabet Hellal^b

^a Laboratoire de Simulation et Caractérisation des Dispositifs et Microsystèmes, Unité de Recherche Matériaux et Energies Renouvelables, LSCDM-URMER, Université de Tlemcen, Tlemcen, Algeria

^b Laboratoire de la promotion des ressources hydriques, minières et pédologiques, législation de l'environnement et choix technologiques, Université de Tlemcen, Tlemcen, Algeria

Accepted author version posted online: 23 Jan 2012. Version of record first published: 04 Apr 2012.

To cite this article: S. M. Boudia, A. Benmansour, N. Ghellai, M. Benmedjahed & M. A. Tabet Hellal (2012): Monthly and Seasonal Assessment of Wind Energy Potential in Mechria Region, Occidental Highlands of Algeria, *International Journal of Green Energy*, 9:3, 243-255

To link to this article: <http://dx.doi.org/10.1080/15435075.2011.621482>

PLEASE SCROLL DOWN FOR ARTICLE

Full terms and conditions of use: <http://www.tandfonline.com/page/terms-and-conditions>

This article may be used for research, teaching, and private study purposes. Any substantial or systematic reproduction, redistribution, reselling, loan, sub-licensing, systematic supply, or distribution in any form to anyone is expressly forbidden.

The publisher does not give any warranty express or implied or make any representation that the contents will be complete or accurate or up to date. The accuracy of any instructions, formulae, and drug doses should be independently verified with primary sources. The publisher shall not be liable for any loss, actions, claims, proceedings, demand, or costs or damages whatsoever or howsoever caused arising directly or indirectly in connection with or arising out of the use of this material.

MONTHLY AND SEASONAL ASSESSMENT OF WIND ENERGY POTENTIAL IN MECHRIA REGION, OCCIDENTAL HIGHLANDS OF ALGERIA

S. M. Boudia¹, A. Benmansour¹, N. Ghellai¹, M. Benmedjahed¹, and M. A. Tabet Hellal²

¹Laboratoire de Simulation et Caractérisation des Dispositifs et Microsystèmes, Unité de Recherche Matériaux et Energies Renouvelables, LSCDM-URMER, Université de Tlemcen, Tlemcen, Algeria

²Laboratoire de la promotion des ressources hydriques, minières et pédologiques, législation de l'environnement et choix technologiques, Université de Tlemcen, Tlemcen, Algeria

The aim of this paper is to investigate the monthly and seasonal variation of the wind characteristics in term of wind energy potential using the wind speed data collected between 2006 and 2010 from the meteorological station at Mechria region in western highlands of Algeria. In this paper, we first study the seasonal and monthly Weibull parameters and then proceed to the vertical extrapolation of Weibull parameters and mean wind speed at a height of 50 m. An analysis of annual energy efficiency (seasonal and monthly) was made using 600 kW wind machines from six manufacturers. Mechria, with an annual average wind speed of 5.2 m/s at 10 m above the ground level, may be a suitable candidate site for wind power generation—the highest monthly energy produced may be reached in April, the seasonal in Spring, and the best annual electric energy is produced by the Fuhrländer FL600 with a value of 3.2 Gwh/year. This study may provide information for developing wind energy in Algerian highland sites with an arid climate at the gate of Algerian desert, which has not been studied previously.

Keywords: Weibull parameters; Assessment wind potential; Wind extractable energy; Mechria; Algeria; Arid climate

INTRODUCTION

Wind speed is the most important aspect of wind resource. Ucar and Balo (2008) have shown that the yearly and seasonal variation of long-term mean wind speed not only provides an understanding of the long-term pattern of wind speed, but also gives confidence to an investor on the availability of wind power in the coming years.

Ouammi et al. (2010) in their recent study pointed that wind resources are seldom consistent and vary with time of the day, season of the year, height above the ground, and

Address correspondence to S.M. Boudia, Laboratoire de Simulation et Caractérisation des Dispositifs et Microsystèmes, Unité de Recherche Matériaux et Energies Renouvelables, LSCDM-URMER, Université de Tlemcen, BP119, Tlemcen 13000, Algeria. E-mail: simmed1@yahoo.fr

from year to year. They should be investigated carefully and completely in time, therefore in this paper the temporal studies include months, seasons and whole years.

Wind and solar energy are renewable energy sources that produce fewer greenhouse gas emissions (Hamakawa 2002). Therefore, Crawford (2009) among many others demonstrated in a recent study the importance of developing wind energy resource to reduce greenhouse gas emissions.

For Algeria few studies have been conducted to evaluate and assess wind resource, but the publication of the *Wind Atlas* by KasbadjiMerzouk (2000) is worth mentioning, which was her doctoral thesis that had the subject, "the vertical modeling wind profile in Algeria" (KasbadjiMerzouk 2006). The result shows that the south of Algeria is windier than the north. Himri et al. provided an assessment of wind potential in south and southwest of Algeria in several studies (Himri et al. 2008; Himri, BoudgheneStambouli, and Draoui 2009; Himri, Himri, and BoudgheneStambouli 2010). Saheb-Koussa et al. (2010) worked on a hybrid application in the Algerian Sahara area. Recently, Chellali et al. (2011) contributed in the actualization of wind map of Algeria along with the study of HassiR'mel in the south of the country at the wind atlas.

Any choice of a wind exploitation site must be based on the preliminary investigation of the average wind velocity and its energy potential. The determination of the appropriate wind turbine was demonstrated recently by Akdağ and Güler (2010) for the Black Sea region in Turkey to show that the accuracy of the wind resources data analysis is a crucial factor to be undertaken. Therefore, we choose to contribute, in the study of wind resource, the gate of the Algerian desert, between the North and Sahara, with a height altitude and a substantial variation topography from Mediterranean climate in the North to Saharan climate in South.

This paper focuses on the region of Mechria in western Algeria, situated in the highlands with an arid climate, thus constantly winded throughout the year by local winds. For optimal use of wind energy, it is necessary to know the wind speed at heights above the ground. Knowing that wind speed increases with height, wind energy is usually captured at heights above the height of wind measurements by the National Meteorological Office (ONM), which is at 10 m. Additionally, the objective of this work is to estimate average wind speed (annual, seasonal, and monthly) at different heights by numerical simulation and to calculate the average energy generated by six wind energy conversion systems (WECS) of 600 kW capacity with 50-m hub height, eventually installed in the studied site.

At first we investigate the wind characteristics using the wind speed data collected between 2006 and 2010, a study of the temporal variation of Weibull parameters (A and k) and the mean wind speed V was made for whole years, the four seasons and the 12 months of the year. Vertical extrapolation of wind speed was made for the second time using an empirical model, and estimates for the average energy density derived by each WECS versus years, seasons, and months.

SITE SELECTION AND WEATHER DATA

The region of Mechria is located in western Algeria, situated in highlands, elevated at more than 1000 m altitude, in an arid climate, between North and South of Algeria (see Figure 1).

Mechria is a flat region; the only real mountain is JbelAntar at 1600 m altitude upstream of the city.

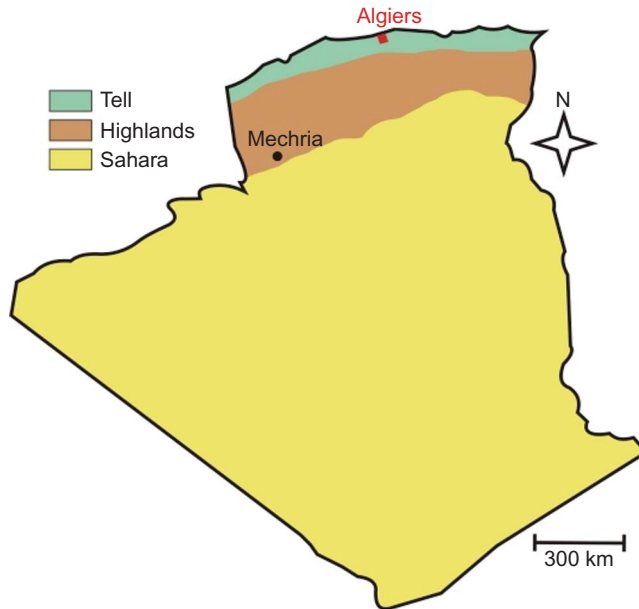


Figure 1 The location of the wind measurement station in Algerian map (color figure available online).

Table 1 Geographical Coordinates of the Data Collection Station Used in the Study

Location	Longitude	Latitude	Altitude (m)	Duration (years)	Measurement (years)
Mechria	0°43'W	33°58'N	1149	05	01/01/2006 31/12/2010

The wind speed data were collected over a period of 5 years. The coordinates of the meteorological station of Mechria and the years of measurements are shown in Table 1.

Measurements of wind speed were collected at 10 m from the ground using the daily average of wind speed for 5 years. The data have been used for evaluating the monthly and seasonal variations in average wind speed and the vertical profile of the wind speed, and also for the assessment of wind energy and power potential.

WIND ANALYSIS MODEL

The Weibull function is used to characterize the frequency distribution of wind speeds over time: for example, 1 year, 1 month, or 1 day (Lun and Lam 2000).

It is defined using the following equation:

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

where $f(v)$ is the probability of observing wind speed v , k is the dimensionless Weibull shape parameter, and A is the Weibull scale parameter.

The average wind speed can be calculated on the basis of the Weibull parameters as (Jamil, Parsa, and Majidi 1995):

$$V_m = A \cdot \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right), \quad (2)$$

where V_m is the average wind speed and Γ is the Gamma function defined as follows:

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} e^{-v} v^{x-1} dv. \quad (3)$$

Wind Power Density

The power of the wind that flows at speed v through a blade sweep area S (m^2) as the cubic of its velocity and is given by (Eskin, Artar, and Tolun 2008)

$$P(v) = \frac{1}{2} S \rho v^3, \quad (4)$$

where, ρ (kg/m^3) is the air density.

The power available in wind can be calculated as follows:

$$P = \frac{1}{2} S \rho A^3 \Gamma \left(1 + \frac{3}{k} \right). \quad (5)$$

Extrapolation of the Weibull Parameters at Hub Height

If the wind distribution is desired at some height other than the anemometer level, the advantage of the use of the Weibull distribution is that A and k values can be adjusted to any desired height by different relations. According to the literature and response to the study region, the relation proposed to assess the Weibull scale parameter A_2 at hub height is given by the model of Justus et al. (1977), which is expressed by

$$\frac{A_2}{A_1} = \left(\frac{Z_2}{Z_1} \right)^m, \quad (6)$$

where the power-law exponent m is given by

$$m = \left(\frac{0.37 - 0.0881 \times \ln A_1}{1 - 0.0881 \times \ln \left(\frac{Z_1}{10} \right)} \right). \quad (7)$$

And, the relation proposed to evaluate the Weibull shape parameter k_2 at hub height is given by

$$\frac{k_2}{k_1} = \left(\frac{1}{1 - 0.0881 \times \ln \left(\frac{Z_2}{Z_1} \right)} \right). \quad (8)$$

Wind Energy Density

Under the above-mentioned hypothesis, the electric energy E (kWh), which can be produced per time period T , including the blade sweep area S (m²), is given by (Diveux et al. 2001)

$$E = C_p \frac{1}{2} \rho S A^3 \Gamma \left(1 + \frac{3}{k} \right) \cdot \frac{T}{1000}, \quad (9)$$

where C_p is the power coefficient for each wind turbine.

Pacific Northwest Laboratory (PNL) Wind Power Classification

Initiated by Celik (2007), the Battelle PNL developed a wind power density classification scheme to classify the wind resources (Elliott et al. 1987). Areas are classified on the basis of wind power, ranging from 1 (lowest) to 7 (highest). Each class represents a range of wind power density (w/m²) or a range of equivalent mean wind speeds (m/s) at specified heights above the ground level. Grid blocks designated as Class 4 or greater are considered to be suitable for most wind turbine applications. Class 3 areas are suitable for wind energy development using taller wind turbine towers. Class 2 areas are considered marginal for wind power development and Class 1 areas are unsuitable.

CHOICE OF WIND TURBINES

The monthly, seasonal, and annual wind energy potential are assessed and compared using six hypothetical commercialized 600 kW WECS installed at 50 m above the ground level. Energy calculations require the wind turbine power coefficient curve, the rotor swept area, and hub height. The technical data of these six wind machines are summarized in Table 2. The information summarized in Table 2 was obtained from the EMD International A/S (EMD 2009) WindPro Software.

Table 2 Wind Turbines Parameters (EMD 2009)

Model	GE600a	Fuhrländer FL600	Vestas V44	WTN WTN 646	TurboWinds DS T600-48	Repower 48/600
Rated power (kW)	600	600	600	600	600	600
Rotor diameter (m)	46	50	44	46	48	48
Hub height (m)	50	50	50	50	50	50
Swept area of rotor (m ²)	1662	1962	1520	1662	1809	1809
Cut-in wind speed (m/s)	3	3	5	4	3	3.5
Rated wind speed (m/s)	14	14,5	17	13	14.5	15
Cut-out wind speed (m/s)	20	19	20	25	19	19

RESULTS

At A Height of 10 m

The annual analysis of Weibull parameters of the studied region shows that the shape parameter k and the scale parameter A are equal to 2.00 and 5.19 m/s, respectively.

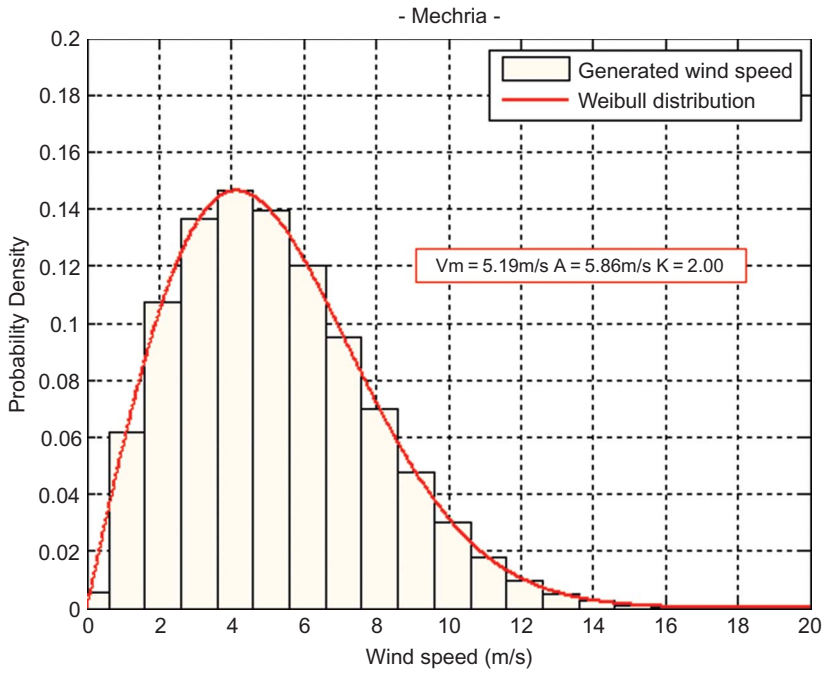


Figure 2 Annual wind speed frequency with fitted Weibull distribution at a height of 10 m (color figure available online).

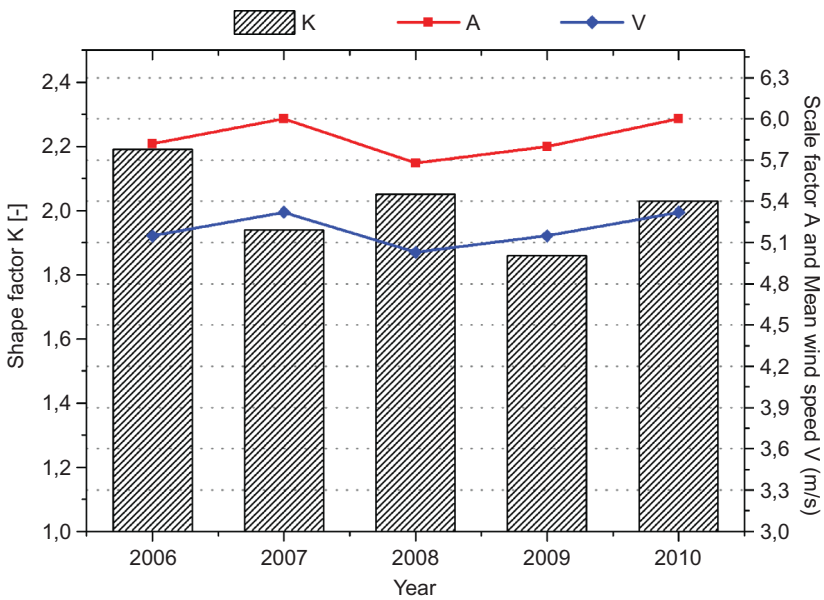


Figure 3 Yearly Weibull distribution parameters and mean wind speed at a height of 10 m (color figure available online).

In Figure 2, a histogram of the wind speed observations is shown at the selected site over the collected period (2006–2010) with fitted Weibull frequency function. We also note the tiny percentage of low wind speed, less than 1 m/s with 0.58% on 1822 study days in the region.

Also for each year, the Weibull distribution parameters (shown in Figure 3), it is apparent that for Mechria, shape and scale factors do not remain stable throughout the years. The k minimum is 1.86 in the year of 2009 and the maximum value is 2.19 for 2006. And, the A minimum is 5.68 m/s in the year 2008 and the maximum is 6.00 m/s in 2010.

Also seen is a difference of 5.50% in the mean wind speed V in 5 years, with a maximum value of 5.32 m/s for the year 2007 and a minimum value of 5.03 m/s for the year 2008.

The seasonal analysis of Weibull wind distribution shown in Figure 4 and the seasonal Weibull distribution parameters and the mean wind speed shown in Figure 5 provide the greatest scale parameter A for Spring at 6.52 m/s and the worst value 5.24 m/s for Autumn, 6.18 m/s for Winter, and 5.48 m/s for Summer. For shape parameter k , the greatest value is also for Spring at 2.35 and the worst for Winter at 1.79, the values for Summer and Autumn are equal to 2.29 and 1.82, respectively.

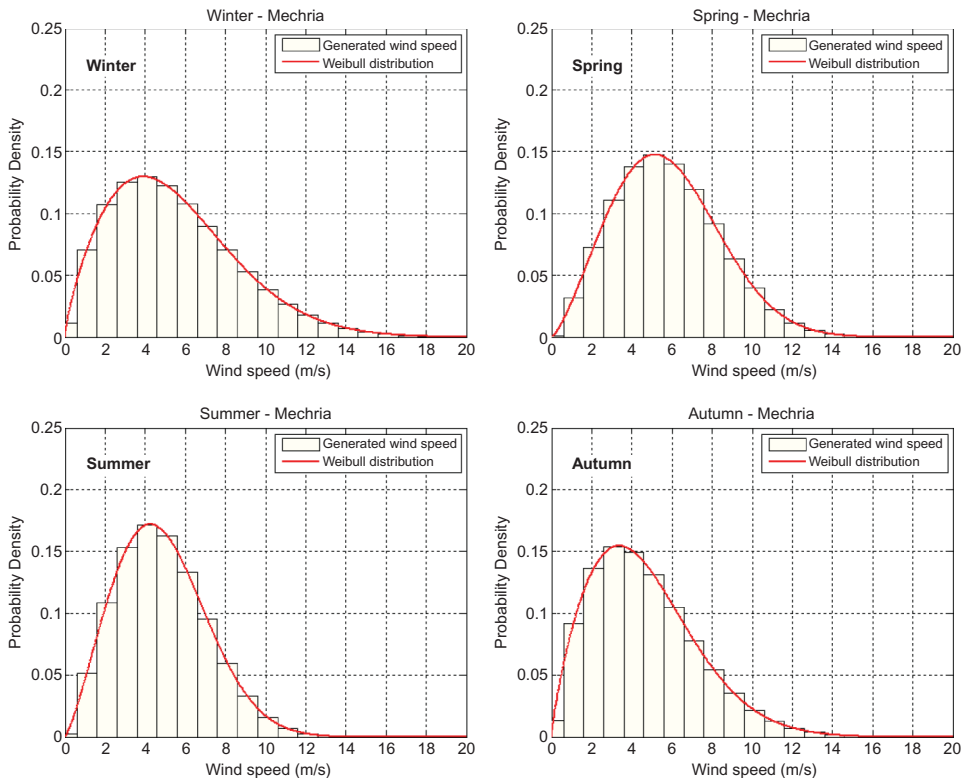


Figure 4 Seasonal wind speed frequency with fitted Weibull distribution at a height of 10 m (color figure available online).

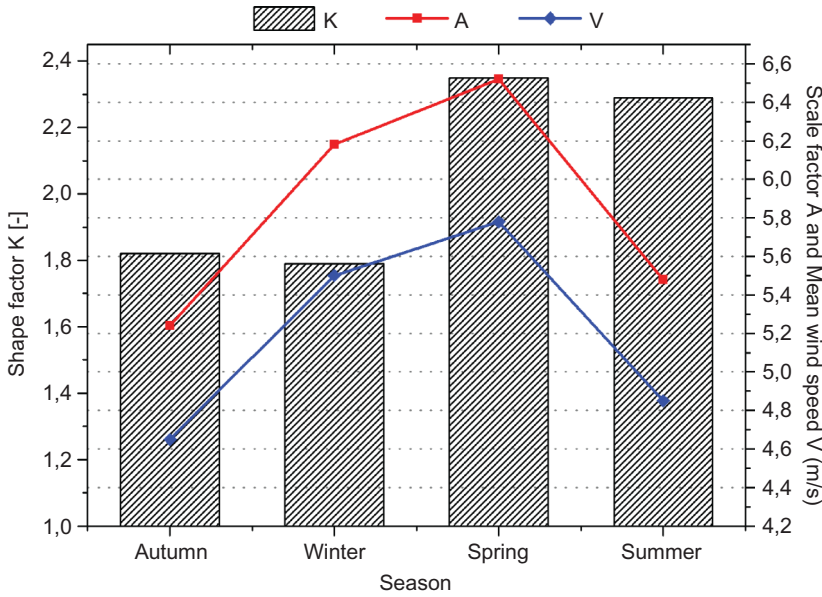


Figure 5 Seasonal Weibull distribution parameters and mean wind speed at a height of 10 m (color figure available online).

Low wind speeds, less than 1 m/s, are more common in cold seasons with 1.36% for Autumn and 1.11% for Winter, versus 0.24% and 0.12% for Summer and Spring, respectively.

It is also noticed that Spring has a better value of mean wind speed at 5.78 m/s whereas the minimum value is for Autumn at 4.65 m/s. Values for Summer and Winter are equal to 4.85 m/s and 5.50 m/s, respectively.

Both the monthly analysis of Weibull wind distribution in Figure 6 and the monthly Weibull distribution parameters in Figure 7 show a worst-shape parameter k for the cold weather months, from 1.62 to 2.03 and the greatest values for the hot weather months,

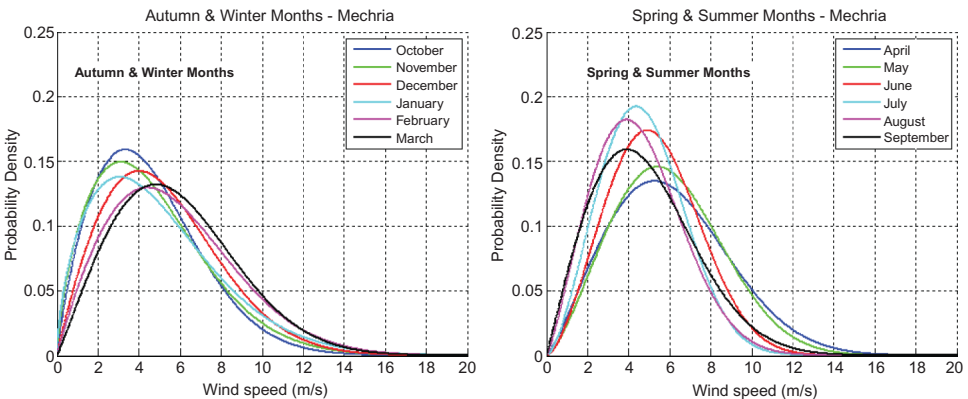


Figure 6 Monthly Weibull wind distribution at a height of 10 m (color figure available online).

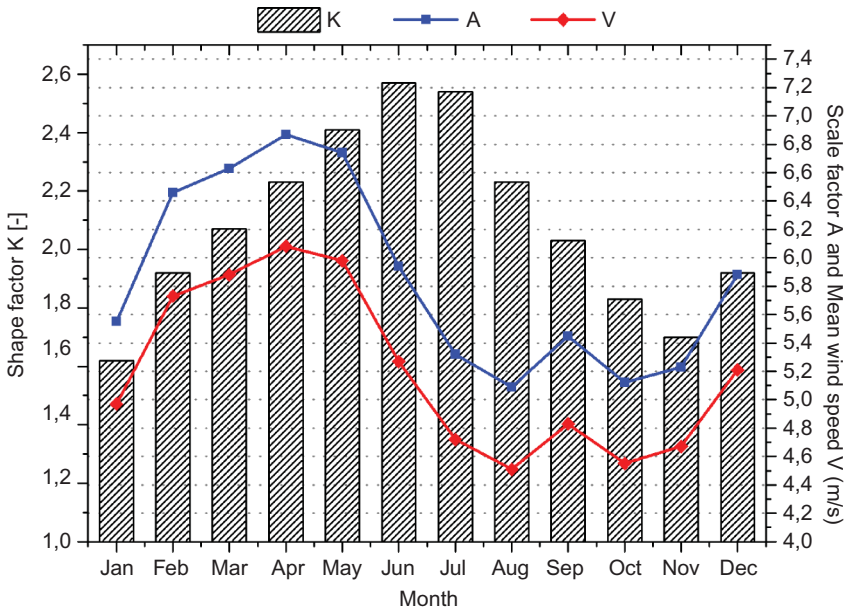


Figure 7 Monthly Weibull distribution parameters and mean wind speed at a height of 10 m (color figure available online).

between 2.07 and 2.57. The value of the worst-scale parameter A for August is 5.09 m/s and the greatest value is 6.87 m/s for April. It is also noticed that April has the better value of mean wind speed at 6.08 m/s and the minimum value is for August at 4.51 m/s.

As a result of the Battelle PNL classification discussed previously and from the computed mean wind speed of the case study region, the following temporal results can be further drawn:

- Annual: Under Class 3;
- Seasonal: Autumn and Summer under Class 2, Winter under Class 3, and Spring under Class 4;
- Monthly: from July to November and January under Class 2, June and December under Class 3, February, March, and May under Class 4, and the highest month under Class 5 for April.

At The Hub's Height

From Table 3, we note that both Weibull parameters and annual average wind speed increase with the hub's height. The average wind power density at the entrance of each area is equal to 401.72 W/m² at 50 m.

Table 3 Annual Results at Hub's Height (50 m)

	A (m/s)	k (-)	V (m/s)	P (w/m ²)
Whole years	8.27	2.33	7.33	401.72

Table 4 Seasonal Results at Hub's Height (50 m)

Season	A (m/s)	k (–)	V (m/s)	P (w/m ²)
Autumn	7.51	2.12	6.65	325.80
Winter	8.66	2.08	7.67	507.57
Spring	9.07	2.74	8.07	477.29
Summer	7.81	2.66	6.94	309.02

The seasonal wind characteristics at 50 m above the ground level are shown in Table 4. It is observed that the highest value of the scale parameter, shape parameter, and the mean wind speed are observed in Spring season and the highest value of mean wind power density is observed in Winter season, which coincides with the increased demand of energy for home heating.

The monthly wind characteristics at the hub's height are shown in Table 5. It is observed that the highest value of the scale parameter, shape parameter, the mean wind speed, and mean wind power density are observed in April.

To estimate the energy output of each wind turbine, a procedure was developed. Therefore, in every time step the power exponent and the power output of wind turbines are estimated.

The monthly assessment of wind energy produced by the six Wind Energy Conversion Systems (WECS) of 600 kW capacity is shown in Figure 8, the seasonal assessment in Figure 9, and the annual assessment in Figure 10.

We note a difference between the wind turbines production. In fact, the Fuhrländer FL600 wind turbine has the highest energy production and fully dominates the 12 months, the four seasons, and the annual energy production with 3203.46 MWh/year. The Vestas V44 wind turbine seems to have the least performance in the site with the minimum energy production in all temporal assessment with an annual energy production equal to 2280.88 MWh/year.

The others wind turbines have an efficiency more or less equivalent according to the months and seasons.

Table 5 Monthly Results at Hub's Height (50 m)

Month	A (m/s)	k (–)	V (m/s)	P (w/m ²)
January	7.89	1.89	7.01	427.10
February	9.00	2.24	7.97	532.76
March	9.20	2.41	8.16	539.60
April	9.48	2.60	8.42	561.23
May	9.33	2.81	8.31	512.05
June	8.37	2.99	7.47	358.82
July	7.61	2.96	6.79	271.66
August	7.33	2.60	6.51	258.97
September	7.77	2.37	6.89	329.30
October	7.36	2.14	6.52	304.45
November	7.51	1.98	6.65	347.18
December	8.29	2.24	7.34	417.14

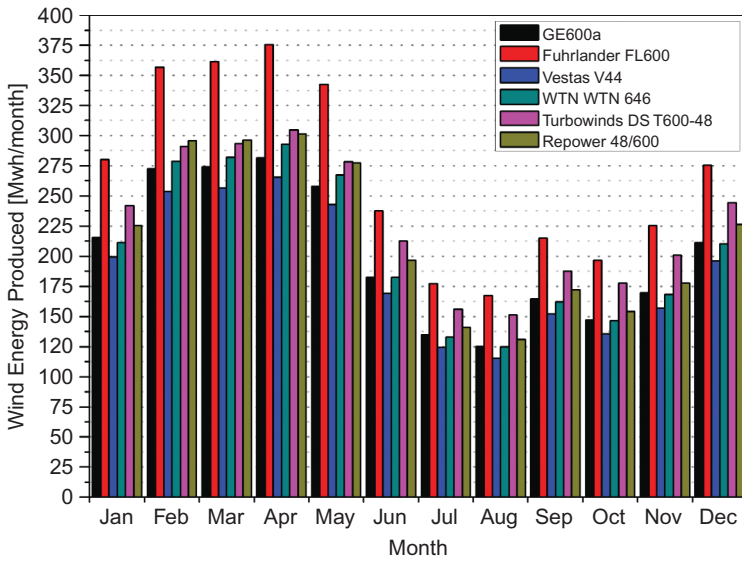


Figure 8 Monthly wind energy produced by 600 kW WECS (color figure available online).

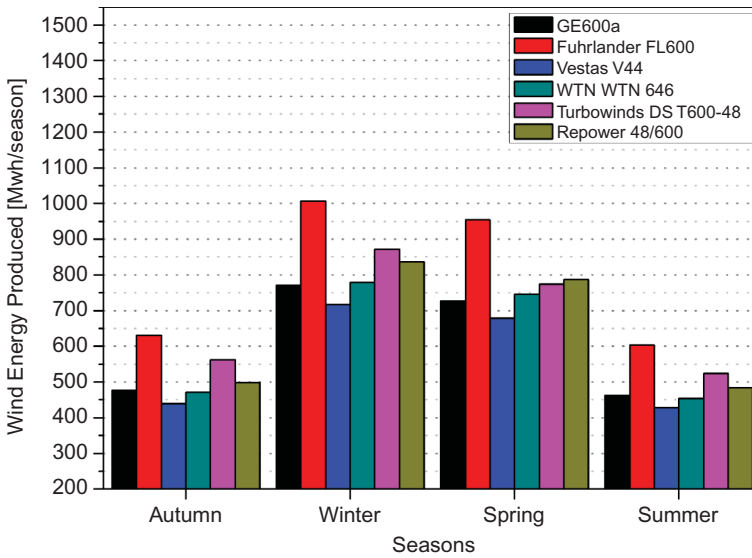


Figure 9 Seasonal wind energy produced results by 600 kW WECS (color figure available online).

CONCLUSION

The annual, monthly, and seasonal wind data analysis has been carried out to investigate wind characteristics and production of six commercialized wind turbines during a period from 2006 to 2010 in Mechria region situated in an arid climate.

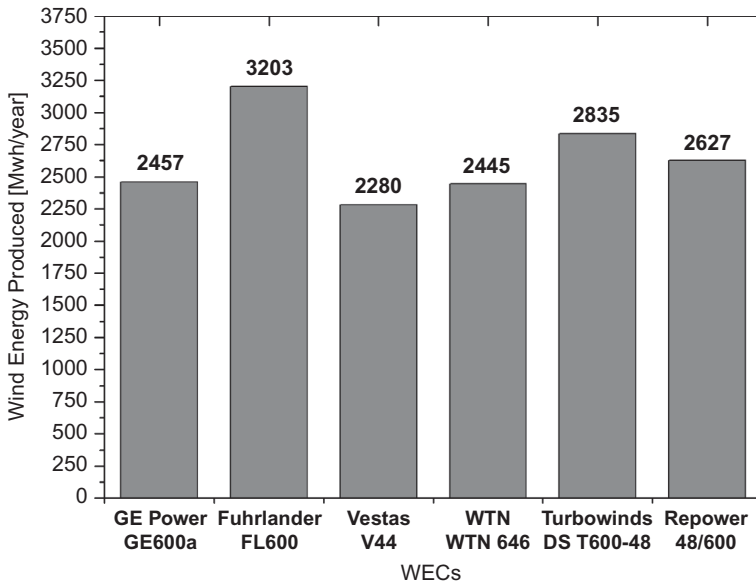


Figure 10 Annual wind energy produced results by 600 kW WECS.

The monthly, seasonal, and annual Weibull parameters, mean wind speed, and wind power densities are determined at a height of 10 m for the case region in order to provide information regarding wind resources; further assessment of the monthly, seasonal, and annual wind energy output of the six WECS of 600 kW capacity have been carried out in the site.

It is believed that Mechria is constantly swept by winds and presents an average wind potential: the annual mean wind speed determined equal to 5.19 m/s, the monthly mean wind speed determined between 4.51 m/s and 6.08 m/s in April, and the seasonal mean wind speed between 4.65 m/s and 5.78 m/s in Spring at a height of 10 m.

The simulation of the production of six commercialized wind turbines shows a difference of about 28.80% in the annual net energy production and confirms that the Fuhrländer FL600 wind turbine is the better option, and the TurboWinds DS T600-48 with a difference of 11.50% in the annual net energy production is the second better wind turbine available.

The present study confirms an eventual feasibility of a wind park project in other regions situated in the Algerian highlands and leads to fully assess the wind potential between Tellian and Saharan Atlas in an arid climate. It was concluded that the site fell under Class 3 category, which is suitable for wind energy development using taller wind turbine towers, or it can be adequate for nonconnected electrical and mechanical applications as water pumping.

REFERENCES

- Akdağ, S.A. and Ö. Güler. 2010. Wind characteristics analyses and determination of appropriate wind turbine for Amasra-Black sea region, Turkey. *International Journal of Green Energy* 7(4):422–33.

- Celik, A.N. 2007. A technico-economic analysis of wind energy in southern Turkey. *International Journal of Green Energy* 4(3):233–47.
- Chellali, F., A. Khellaf, A. Belouchrani, and A. Recioui. 2011. A contribution in the actualization of wind map of Algeria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15:993–1002.
- Crawford, R.H. 2009. Life cycle energy and greenhouse emissions analysis of wind turbines and the effect of size on energy yield. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13:2653–60.
- Diveux, T., P. Sebastian, D. Bernard, J.R. Puiggali, and J.Y. Grandidier. 2001. Horizontal axis wind turbine systems: Optimization using genetic algorithms. *Wind Energy* 4:151–71.
- Elliott, D.L., C.G. Holladay, W.R. Barchet, H.P. Foote, and W.F. Sandusky. 1987. Wind energy resource atlas of the United States. PNL Report. DOE/CH10094-4. NTIS
- EMD. 2009. The WindPro Software. Available from: <http://www.emd.dk/WindPRO/Downloads%20and%20Updates/> (accessed 10 July 2011).
- Eskin, N., H. Artar, and S. Tolun. 2008. Wind energy potential of Gökçeada Island in Turkey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 12:839–51.
- Hamakawa, Y. 2002. Recent progress in solar photovoltaic energy conversion, report for new energy. *JSAP International* 5:30–5.
- Himri, Y., A. BoudgheneStambouli, and B. Draoui. 2009. Prospects of wind farm development in Algeria. *Desalination* 239:130–8.
- Himri, Y., S. Himri, and A. BoudgheneStambouli. 2010. Wind power resource in the south-western region of Algeria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14:554–6.
- Himri, Y., S. Rehman, B. Draoui, and S. Himri. 2008. Wind power potential assessment for three locations in Algeria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 12:2495–2504.
- Jamil, M., S. Parsa, and M. Majidi. 1995. Wind power statistics and evaluation of wind energy density. *Renewable Energy* 6(5):623–8.
- Justus, C.G., W.R. Hargraves, A. Mikhaeil, and D. Graber. 1977. Methods for estimating wind speed frequency distributions. *Journal of Applied Meteorology* 17:350–3.
- KasbadjiMerzouk, N. 2000. Wind energy potential of Algeria. *Renewable Energy* 21:553–62.
- KasbadjiMerzouk, N. 2006. Evaluation du gisement énergétique éolien. *Contribution à la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie*. Doctoral thesis. Université Abou BekrBelkaid, Tlemcen, Algeria.
- Lun, I.Y.F. and J.C. Lam. 2000. A study of Weibull parameters using long-term wind observations. *Renewable Energy* 20(2):145–53.
- Ouammi, A., H. Dagdougui, R. Sacile, and A. Mimet. 2010. Monthly and seasonal assessment of wind energy characteristics at four monitored locations in Liguria region (Italy). *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14:1959–68.
- Saheb-Koussa, D., M. Haddadi, M. Belhamel, S. Hadji, and S. Nouredine. 2010. Modeling and simulation of the fixed-speed WECS (wind energy conversion system): Application to the Algerian Sahara area. *Energy* 35:4116–25.
- Ucar, A. and F. Balo. 2008. A seasonal analysis of wind turbine characteristics and wind power potential in Manisa, Turkey. *International Journal of Green Energy* 5(6):466–79.