

Evaluation des performances de quatre types d'éolienne dans une zone aride

S. Louassa¹, M. Merzouk² et O. Guerri¹

¹ Division Energie Eolienne, Centre de Développement des Energies Renouvelables, CDER
B.P. 62, Route de l'Observatoire, Bouzaréah, Alger, Algérie

² Département de Génie Mécanique, Faculté des Sciences de l'Ingénieur
Université Saâd Dahlab, B.P. 270, Route de Soumaâ, Blida, Algérie

(reçu le 01 Juillet 2012 – accepté le 29 Décembre 2012)

Résumé - Les données vent relatives à la station météorologique de Tiaret, une ville située au centre des hauts plateaux algériens, ont été traitées afin d'évaluer les caractéristiques statistiques de la vitesse du vent et du potentiel éolien à une hauteur de 10 m au-dessus du sol. Une extrapolation de ces caractéristiques avec la hauteur est ensuite effectuée et les performances attendues de 4 types de turbines sont déterminées. Les résultats obtenus donnent un aperçu sur les ressources éoliennes disponibles dans cette région et mettent en évidence les périodes les plus favorables pour l'exploitation de cette énergie. Cette étude peut fournir des informations sur la possibilité de développement d'une ferme éolienne dans la région étudiée et nous permettre de faire le meilleur choix pour les types d'éoliennes qui s'adaptent le mieux aux conditions locales.

Abstract - Wind data for the Tiaret weather station, situated in the center of Algerian highlands, were treated to assess the statistical characteristics of the wind speed and wind potential at a height of 10 m above the ground level. An extrapolation of these characteristics with height is then performed and the expected performance of four types wind turbines is determined. The results give an overview of the available wind resources in the region and highlight the most favorable periods for the exploitation of this energy. This study can provide information on the possibility of developing a wind farm in the study area and allow us to make the best choice for best suited types of wind turbines for local conditions.

Mots clés: Weibull - Vitesse du vent - Energie éolienne – Aérogénérateur.

1. INTRODUCTION

Les changements climatiques que connaît le monde aujourd'hui constituent un très grand défi auquel tous les pays doivent faire face. A ce propos, les scientifiques ont attiré l'attention sur les sources d'énergie renouvelable (énergie solaire, éolienne, géothermie et biomasse) qui représentent une réelle opportunité pour un futur propre et respectueux de l'environnement [1].

Parmi toutes les sources d'énergie renouvelable, l'énergie éolienne est la plus ancienne. Elle a été exploitée par l'homme depuis l'antiquité. Sur le fleuve du Nil, l'énergie éolienne a été utilisée pour faire avancer les bateaux à voile, en Chine comme dans le Moyen-Orient pour le pompage d'eau et l'irrigation, en Iran et en Afghanistan dans le broyage des céréales [2].

Actuellement, l'intérêt sur l'énergie éolienne a connu une très grande croissance et de nombreuses études ont été réalisées. En Algérie, des études sur le potentiel éolien ont été effectuées depuis 1984 avec les travaux de Saïd *et al.* [3] suivis par les travaux de

Bensaâd, 1985, [4], Hammouche, 1990 [5], Kasbadji Merzouk, 2000 et 2006, [6, 8], Youcef Ettoumi, 2002 [7], et Chellali, 2011 [9].

Ces études ont montré que l'énergie éolienne est disponible en différents endroits de l'Algérie et varie entre faible, moyenne et forte. Le vent est sujet à des fluctuations dans le temps. Ces variations peuvent avoir plusieurs échelles. Il varie dans la journée, selon la saison, avec la hauteur au-dessus du sol, la topographie et d'une année à l'autre.

Pour une exploitation adéquate et viable des ressources éoliennes dans un site donné, il est nécessaire d'effectuer une analyse statistique complète des données vent concernant le site en question, afin de déterminer le potentiel dont on dispose [10].

Le but de notre étude est d'estimer les ressources éoliennes disponibles dans la région de Tiaret. Les paramètres caractéristiques du vent à une hauteur de 10 m sont déterminés. L'influence de la hauteur sur ces caractéristiques est étudiée. Ensuite, la production d'énergie attendue de quelques éoliennes est estimée et le type d'éolienne, donnant le maximum d'énergie pour le site considéré a été déterminé.

2. DESCRIPTION DE LA ZONE D'ETUDE

La région étudiée (Fig. 1) couvre toute la wilaya de Tiaret. Cette dernière occupe une superficie de 20.086,62 km² et se situe dans le Nord-Ouest de l'Algérie. Elle est limitée par les Wilayas de Tissemsilt et Relizane au Nord, Laghouat et El-Bayadh au Sud, Mascara et Saïda à l'Ouest et à l'Est par la Wilaya de Djelfa avec une altitude comprise entre 800 et 1200 mètres.

La Wilaya de Tiaret est caractérisée par un relief varié, composé d'une zone montagneuse au Nord, des hautes plaines au centre et des espaces semi-arides au Sud.

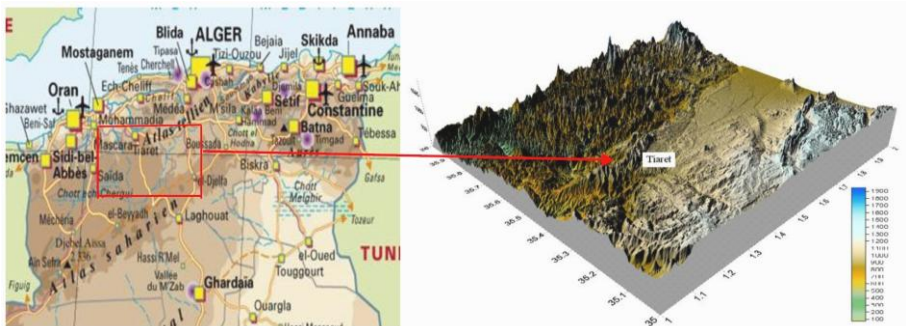


Fig. 1: Localisation de la zone d'étude

Les données utilisées dans cette étude ont été collectées de la station météorologique de Tiaret, qui est située à 35° 21' de latitude Nord et à 01° 28' de longitude Est. Ces données vent couvrent la période de 1985 à 1990 (soit six années de mesures) et correspondent à des mesures tri-horaires de la vitesse et la direction du vent prises à la hauteur de 10 m au dessus du sol.

3. METHODOLOGIE

Pour évaluer le potentiel éolien disponible, une analyse statistique des données vent est effectuée. Ces données, étant des mesures météorologiques prises à 10 mètres, sont extrapolées à la hauteur du mât de l'aérogénérateur.

L'énergie que pourrait fournir des éoliennes type est ensuite estimée, compte tenu de leurs courbes caractéristiques.

3.1 Analyse statistique des données vent

Un grand nombre d'études sur le vent ont été publiées. Ces études proposent l'utilisation d'une variété de fonctions de densité de probabilité (PDF) pour décrire la distribution de la fréquence de la vitesse du vent. A l'heure actuelle, c'est la distribution de Weibull à deux paramètres qui est la plus utilisée dans la littérature spécialisée sur l'énergie éolienne et d'autres sources d'énergies renouvelables [11].

L'avantage de l'utilisation de ce modèle est dû à sa grande flexibilité et simplicité et également parce qu'il peut donner un meilleur ajustement des distributions observées de la vitesse du vent, et du fait qu'il suffit de deux paramètres pour la définition du modèle [12]. La densité de probabilité du modèle de Weibull, appliqué à la distribution de la vitesse du vent, est donnée par:

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

avec, V : la vitesse du vent; $f(V)$: la fréquence de la vitesse; k et c : les paramètres de Weibull, k étant le facteur de forme sans dimension et c : le facteur d'échelle de même dimension que la vitesse du vent.

La vitesse moyenne du vent, selon la distribution de Weibull, est donnée par [13]:

$$V_m = c \times \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (2)$$

La densité de puissance, qui représente la puissance récupérable par unité de surface, est estimée par l'expression suivante, à l'aide de la distribution de Weibull:

$$\frac{P}{A} = \int_0^{\infty} P(V) \times f(V) \times dV \quad (3)$$

A étant la surface balayée par les pales de l'éolienne et $P(V)$ la puissance éolienne instantanée qui est donnée par:

$$P(V) = \frac{1}{2} \times \rho \times A \times V^3 \quad (4)$$

avec ρ , masse volumique de l'air (= 1.225 kg/m³ à 15 °C). Après remplacement de $f(V)$ et $P(V)$ par les relations (1) et (4), l'expression de la densité de puissance en fonction des paramètres de Weibull devient:

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

L'énergie produite, par unité de surface pendant une certaine durée de temps, est ensuite déduite avec la relation suivante [14]:

$$\frac{E}{A} = \frac{T}{2} \times \rho \times c^3 \times \Gamma\left(\frac{k+3}{k}\right) \quad (6)$$

où T représente la période considérée (T = un mois, une année).

3.2 Extrapolation verticale des paramètres vent

Afin de connaître l'évolution du potentiel éolien à une certaine hauteur Z_2 autre que celle de l'anémomètre, les paramètres de Weibull, k et c , déterminés à la hauteur Z_1 de l'anémomètre (le plus souvent $Z_1 = 10$ m) sont extrapolés vers un niveau Z_2 par les équations (7) et (8) respectivement [15]:

$$k(Z_2) = k(Z_1) \times \left[1 - 0.0881 \times \ln \times \left(\frac{Z_2}{Z_1} \right) \right]^{-1} \quad (7)$$

$$c(Z_2) = c(Z_1) \times \left(\frac{Z_2}{Z_1} \right)^\alpha \quad (8)$$

L'exposant α de la loi de puissance est donné par:

$$\alpha = [0.37 - 0.0881 \times \ln(c(Z_1))] \quad (9)$$

3.3 Energie fournie par un aérogénérateur

Les éoliennes sont caractérisées par quatre vitesses:

- une vitesse de démarrage, correspondant au vent minimum nécessaire pour faire démarrer le système,
- une vitesse de débit nul (V_D), ou vitesse à partir de laquelle l'éolienne commence à produire une puissance utile,
- une vitesse nominale (V_N) à partir de laquelle la puissance nominale est atteinte, c'est-à-dire la puissance maximale et
- une vitesse de coupure (V_C), c'est la vitesse du vent maximale au-delà de laquelle l'éolienne doit s'arrêter.

La puissance éolienne fournie par un aérogénérateur est donc donnée par la relation suivante:

$$P_u(V) = \begin{cases} 0 & V < V_D \\ g(V) \times P_N & V_D \leq V \leq V_N \\ P_N & V_N \leq V \leq V_C \\ 0 & V \geq V_C \end{cases} \quad (10)$$

où $g(V)$ représente la courbe adimensionnelle de puissance de l'éolienne. L'énergie fournie ou récupérée par l'aérogénérateur est déterminée par la relation [17]:

$$E_{\text{réc}} = T \times \int_{V_D}^{V_C} P_u(V) \times f(V) \times dV = T \times P_N \times \int_{V_D}^{V_N} g(V) \times f(V) \times dV + T \times P_N \times \int_{V_N}^{V_C} f(V) \times dV \quad (11)$$

Pour l'évaluation des performances d'une éolienne, deux autres facteurs sont pris en considération: le facteur de capacité et le facteur de disponibilité.

3.3.1 Facteur de capacité

Le facteur de capacité (F_C) d'une éolienne, installée sur un site donné, est défini comme étant le rapport entre la puissance de sortie et la production théorique maximale de l'éolienne, si elle fonctionnait à sa puissance nominale (maximale) pendant l'ensemble des 8 766 heures de l'année ($365j \times 24h$) ou 720 heures du mois ($30j \times 24h$).

$$F_C = \frac{E_{\text{réel}}}{E_{\text{TN}}} = \int_{V_D}^{V_N} g(V) \times f(V) \times dV + \int_{V_N}^{V_C} f(V) \times dV \quad (12)$$

En pratique, le facteur de capacité varie entre 25 et 40 %. Un facteur de capacité de 0.4 ou plus indique que l'adaptation du système au régime du vent est très bonne [18].

3.3.2 Facteur de disponibilité

Avec le facteur de disponibilité, on estime la durée de fonctionnement d'un aérogénérateur pendant une certaine période, un mois ou une année. Le facteur de disponibilité est fonction des caractéristiques de la machine et du potentiel du vent sur le site à la hauteur de la nacelle. Une éolienne de haute qualité a un taux de disponibilité de plus de 98 %, cela signifie que l'éolienne fonctionne en moyenne 98 % des heures de l'année ou du mois. Le facteur de disponibilité d'une éolienne est donné par [19]:

$$F_d = \int_{V_D}^{V_N} \times \frac{k}{c} \times \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \times \exp^{-(V/c)^k} \times dV \quad (13)$$

4. RESULTATS ET DISCUSSIONS

4.1 Potentiel éolien dans la région de Tiaret à 10 m du sol

La carte du vent de la station de Tiaret à 10 m du sol, représentée dans la figure 2, a été réalisée par l'interpolation des vitesses du vent de 43 stations météo [5, 6, 20, 21].

D'après la carte, on constate que la vitesse moyenne du vent dans cette région varie de 4.3 à 5.5 m/s.

4.2 Distribution annuelle des fréquences des vitesses du vent

La figure 3 représente la distribution annuelle des fréquences des vitesses du vent, ainsi que les caractéristiques annuelles du vent pour la station de Tiaret à 10 m du sol, obtenue à l'aide du logiciel WASP.

De cette figure, on peut constater que la plage des vents calmes 0 - 1 m/s est la plus fréquente durant l'année. Hors vents calmes, le mode de la distribution ou la vitesse du vent la plus fréquente est de 5 m/s. La vitesse maximale enregistrée est de l'ordre de 19 m/s. Le facteur d'échelle est assez élevé, ce qui signifie que le site est venté. Le facteur de forme étant inférieur à 2, ceci implique que la vitesse du vent dans cette station est très variable par rapport à la vitesse moyenne.

Cependant, selon [22], ceci a un effet positif sur la production de l'énergie éolienne car la vitesse du vent disponible peut actionner une éolienne pendant au moins une courte durée. D'après les critères cités dans [23], les ressources éoliennes sont faibles lorsque la densité de puissance est inférieure à 100 W/m², bonnes lorsque elle est de l'ordre de 400 W/m², et importantes lorsque elle est dépassée 700 W/m².

Dans notre cas, la densité de puissance annuelle est de 235 W/m^2 , ceci implique que les ressources éoliennes sont moyennes pour la station de Tiaret.

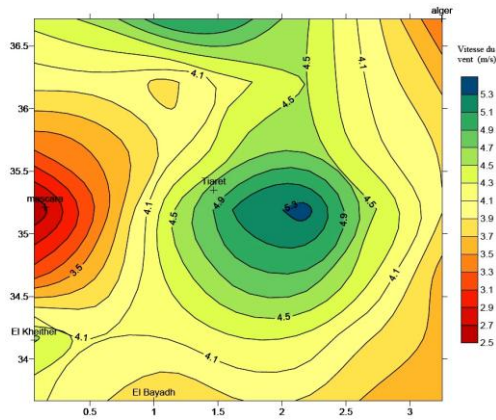


Fig. 2: Carte de vent de la station considérée

4.3 Direction dominante

La rose des vents (Fig. 4) correspond à un cercle divisé en huit secteurs de 45 degrés. Chaque secteur représente une direction. Le rayon de chacun des secteurs indique la fréquence du vent pour chaque direction. La direction dominante du vent est représentée par le rayon le plus long de la rose des vents. La figure 4 montre que le vent à Tiaret est plus fréquent suivant les directions Ouest et Nord-Ouest avec une fréquence de 24.3 et 18.4 respectivement.

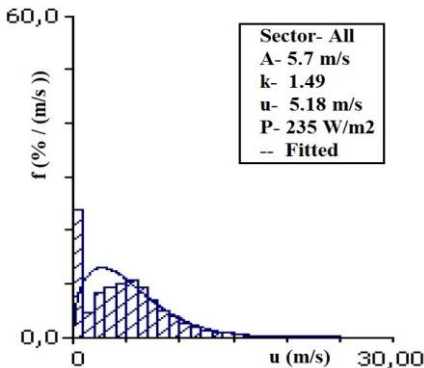


Fig. 3: Fréquences annuelles des vitesses du vent pour la station de Tiaret à 10 m du sol

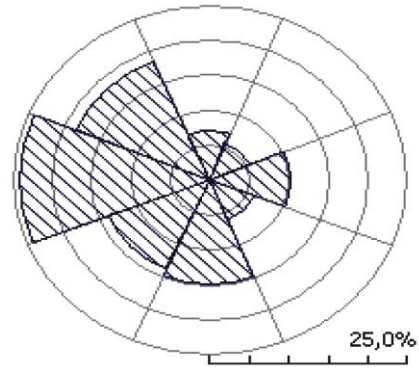


Fig. 4: Rose des vents pour la station de Tiaret à 10 m du sol

D'après le **Tableau 1**, on constate que selon la direction Ouest, le facteur d'échelle est le plus élevé avec une valeur de 7 m/s. La vitesse moyenne est maximale, elle est de 6.32 m/s et elle correspond au potentiel maximal qui est de 397 W/m^2 .

Les plus faibles vitesses de vent sont enregistrées suivant les directions nord-est, nord et sud-est.

Tableau 1: Caractéristiques du vent pour les huit directions

Paramètres vent	Nord	Nord-Est	Est	Sud-Est	Sud	Sud-Ouest	Ouest	Nord-Ouest
c	3.50	2.60	4.80	4.00	6.10	5.40	7.00	6.20
k	1.26	1.11	1.72	1.03	1.40	1.55	1.56	2.04
V_{moy}	3.29	2.50	4.25	6.96	5.53	4.86	6.32	5.51
P	80.0	45.0	107	112	315	183	397	192
f	7.00	5.50	10.1	6.10	14.714.7	13.8	24.3	18.4

4.4 Caractéristiques journalières du vent

Les variations journalières de la vitesse du vent et sa densité de puissance sont représentées dans la figure 5. Les tendances des vitesses moyennes journalières et des densités de puissances au cours de la journée sont similaires. Les vitesses du vent les plus élevées sont enregistrées durant la journée et les plus faibles durant la nuit.

Les moyennes horaires augmentent à partir de 6 h du matin, pour atteindre un maximum aux environs de 15 h. Après cela, les vitesses du vent diminuent et atteignent les valeurs les plus faibles après 21 h.

Il y a une bonne coïncidence entre les demandes énergétiques et les caractéristiques des vitesses du vent, puisque normalement la demande énergétique est plus importante durant la journée.

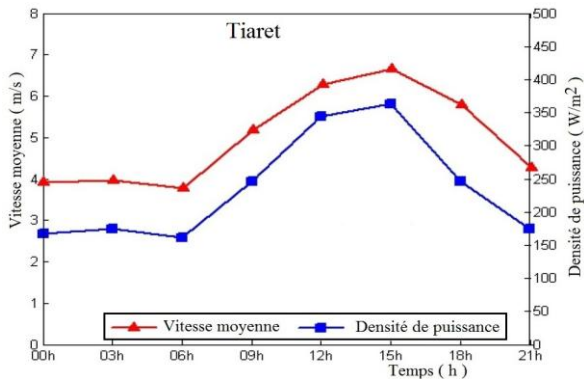


Fig. 5: Distribution journalière de la vitesse moyenne du vent et sa densité de puissance

4.5 Variations mensuelles de la vitesse du vent

Les variations des vitesses moyennes mensuelles du vent pour la station de Tiaret durant six ans sont représentées sur le **Tableau 2**. Les vitesses moyennes du vent sont au-dessus de 5 m/s de Novembre à Avril.

La vitesse du vent maximale est de 6.13 m/s et correspond à la densité de puissance maximale, qui est de 499 W/m² enregistrée pendant le mois de Février. Une vitesse minimale de 4.01 m/s est enregistrée durant le mois d'Août.

Les mois de Juillet, Août et Septembre sont les mois les moins ventées de l'année, car les valeurs de paramètre d'échelle sont les plus faibles. Le facteur de forme varie de 1.32 à 1.67. Ces valeurs montrent que le vent à Tiaret est dispersé.

Tableau 2: Caractéristiques mensuelles du vent à 10 m du sol

	c_{m10} (m/s)	k_{m10}	V_{m10} (m/s)	P_{m10} (W/m ²)	E_{m10} (kWh/m ² mois)
Janvier	6.40	1.48	5.73	334	240.48
Février	6.80	1.32	6.13	499	359.28
Mars	5.80	1.43	5.11	265	190.80
Avril	6.60	1.67	5.81	291	209.52
Mai	5.30	1.54	4.70	177	127.44
Juin	5.40	1.58	4.74	172	123.84
Juillet	4.90	1.58	4.35	131	94.32
Août	4.50	1.55	4.01	107	77.04
Septembre	4.60	1.57	4.09	112	80.64
Octobre	5.40	1.57	4.84	178	128.16
Novembre	6.40	1.67	5.51	265	190.80
Décembre	6.50	1.54	5.79	325	234.00

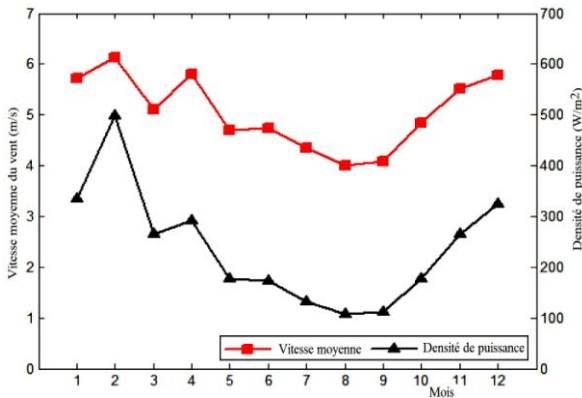


Fig. 6: Distribution mensuelle de la vitesse moyenne du vent et sa densité de puissance

4.6 Extrapolation verticale du régime du vent

Les vitesses du vent au niveau des stations météorologiques sont généralement mesurées à la hauteur de 10,m. Mais lors d'une prospection d'un site pour l'établissement d'un projet éolien, il est nécessaire de connaître l'évolution de la vitesse du vent à des hauteurs représentant un intérêt énergétique.

Dans notre cas, la vitesse du vent et la densité de puissance sont calculées à partir des paramètres de Weibull extrapolés, selon les équations (7) et (8). La figure 7 illustre la variation de l'énergie disponible moyenne et de la vitesse du vent à l'échelle annuelle.

Il ressort clairement de cette figure, que la vitesse du vent et l'énergie éolienne moyenne disponible, augmentent avec la hauteur. La vitesse et l'énergie les plus élevées correspondent à la hauteur la plus élevée.

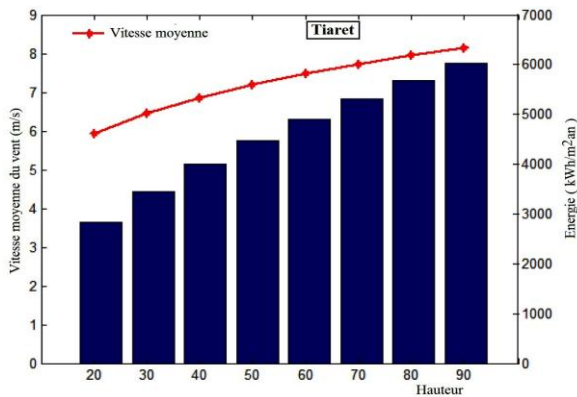


Fig. 7: Variation de l'énergie disponible annuelle moyenne et la vitesse moyenne du vent avec la hauteur

4.7 Choix des aérogénérateurs et estimation de leurs performances

Afin de déterminer l'aérogénérateur le plus performant et le mieux adapté à la zone étudiée, quatre éoliennes caractérisées par une vitesse de démarrage inférieure à la vitesse moyenne annuelle du site ont été choisies. Deux des machines sont de fortes puissances et les deux autres sont de moyenne puissance.

Dans le **Tableau 3**, sont données les propriétés caractéristiques des différentes turbines. Les courbes de puissances des quatre turbines avec les différentes puissances nominales sont représentées dans la figure 8. Ces courbes sont approximées par des équations polynômes d'ordre 3 (pour la Nordex N60 et les Bonus 300kW et 600 kW) et un polynôme d'ordre 6 pour la NEG Micon.

Tableau 3: Caractéristiques des quatre turbines considérées

Caractéristiques	Bonus 300 kW MkIII	Bonus 600 kW MkIIIC	Nordex N60 (1300 kW)	NEG-Micon 1500/82 -1500
Hauteur du mât (m)	30	40	50	70
Diamètre du rotor (m)	33.4	44	60	82
Puissance nominale (kW)	300	600	1300	1500
Vitesse de démarrage V_D	3	3	3	3
Vitesse nominale V_N	14	16	15	13
Vitesse de coupure V_C	25	25	25	18

4.8 Caractéristiques mensuelles du vent à la hauteur du moyeu

On constate dans les figures 9 et 10, qu'au fur à mesure que la hauteur du moyeu augmente, le vent devient plus fort et plus régulier. Pour les hauteurs de 40 et 50 m, la vitesse du vent est supérieure à 7 m/s de Novembre à Avril.

Durant les mois d'Avril et Novembre, le facteur de forme passe de 1.85 à la hauteur de 30 m à 1.95 à la hauteur de 50 m, ce qui montre que le vent est plus régulier aux grandes altitudes.

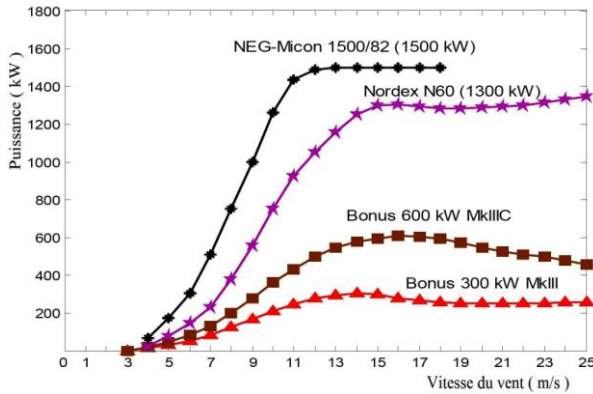


Fig. 8: Courbes de puissance pour les éoliennes choisies

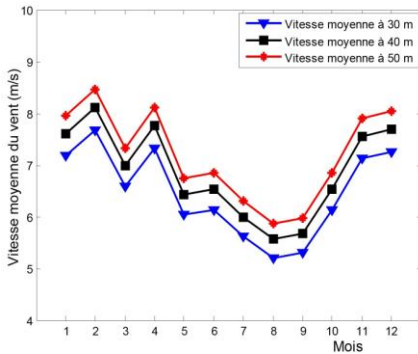


Fig. 9: Variation de la vitesse moyenne avec la hauteur du moyeu

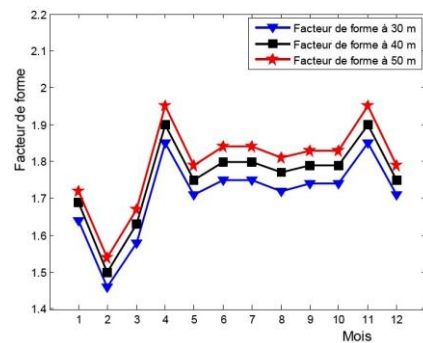


Fig. 10: Variation du facteur de forme avec la hauteur du moyeu

4.9 Caractéristiques mensuelles des quatre turbines

La variation du facteur de disponibilité pour les quatre turbines est représentée par la figure 11. Les courbes de cette figure ont même tendance. Le facteur de disponibilité est maximum en Avril et Novembre. Il est minimum au cours du mois d'Août pour les quatre turbines. Le facteur de disponibilité le plus élevé est enregistré pour les aérogénérateurs Bonus 300 et Bonus 600, et il varie de 0.72 à 0.87. Ceci est dû à leur faible vitesse de démarrage, comparée à celle des deux autres aérogénérateurs.

Cependant, bien que la durée de fonctionnement atteigne les 87 %, on constate que le facteur de capacité et le rendement des deux turbines ne dépassent pas les 25 % (Fig. 12 et 13). Ceci est dû aux valeurs faibles du facteur de forme.

De plus, même si la vitesse du vent augmente, l'énergie produite reste constante entre la vitesse nominale et la vitesse de coupure. Les deux autres turbines ont pratiquement le même rendement pour des hauteurs différentes durant toute l'année, mais le facteur de capacité le plus élevé est enregistré pour la turbine NEG-Micon 1500 kW (Fig. 12).

Ceci peut s'expliquer par le fait que la hauteur du moyeu est plus grande et comme cela était montré plus haut (Fig. 9 et 10), au fur à mesure que la hauteur augmente la vitesse du vent devient plus élevée et moins variable.

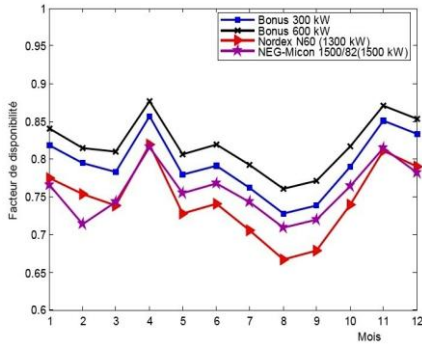


Fig. 11: Variation du facteur de disponibilité pour les quatre turbines

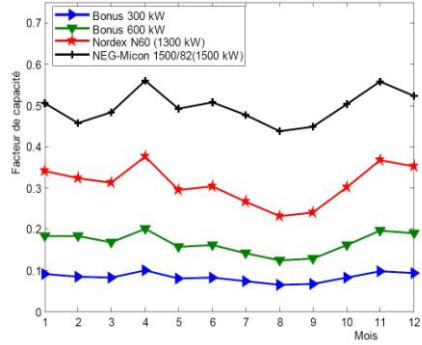


Fig. 12: Variation du facteur de capacité des quatre turbines

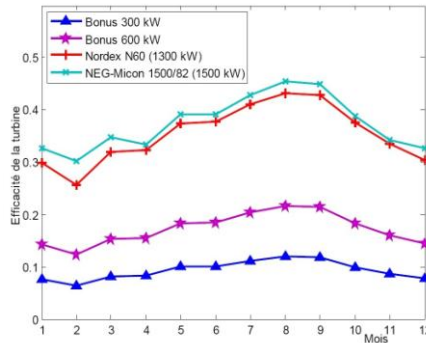


Fig. 13: Variation de l'efficacité des quatre turbines

5. CONCLUSION

Dans cette étude, nous avons évalué le gisement éolien de la région de Tiaret afin de déterminer les ressources éoliennes disponibles et avoir une idée sur la possibilité d'exploiter ces ressources pour la production d'électricité. Le traitement statistique des données vent a permis:

- La détermination de la répartition annuelle du vent: vitesse, densité de puissance éolienne et paramètres de Weibull. La cartographie de la vitesse du vent à Tiaret été établie.
- La détermination des distributions mensuelles de la vitesse du vent, la densité de puissance, ainsi que l'énergie éolienne produite par quatre types de turbines
- La détermination des facteurs caractéristiques des quatre éoliennes (coefficient de disponibilité, facteur de capacité et rendement).

Il en ressort que:

- La vitesse moyenne annuelle est de 5.18 m/s. Les paramètres de Weibull ont une moyenne de 5.7 m/s pour le facteur d'échelle et 1.49 pour le facteur de forme et correspondant à une densité de puissance moyenne annuelle de 235 W/m².

- Les mois de février, avril et décembre sont les mois les plus ventés avec respectivement des vitesses moyenne du vent de 6.13 m/s, 5.81 m/s et de 5.79 m/s.

- Les vents dominants ont des directions ouest et nord-ouest.

- La turbine NEG-Micon 1500/82 (1500 kW) est la mieux adaptée pour ce site avec un rendement qui varie entre 30.21 % et 45.46 %, un facteur de capacité compris entre 43.66 % à 55.98 % et un facteur de disponibilité variant de 70.93 % à 81.62%.

L'étude des caractéristiques des quatre types de turbine nous permet de conclure que pour les sites où le vent est dispersé, c'est-à-dire lorsque le facteur de forme est faible comme dans le cas de cette région où même à une hauteur de 70 m le facteur de forme est inférieur à 2, il est préférable d'utiliser des éoliennes de grandes dimensions

REFERENCES

- [1] A.W. Dahmouni, M. Ben Salah, F. Askri, C. Kerkeni and S. Ben Nasrallah, 'Assessment of Wind Energy Potential and Optimal Electricity Generation in Borj-Cedria, Tunisia', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 15, N°1, pp. 815 – 820, 2011.
- [2] C. İlkılıç, H. Aydın and R. Behçet, 'The Current Status of Wind Energy in Turkey and in the World', *Energy Policy*, Vol 39, N°2, pp. 961 – 967, 2011.
- [3] Said M.A. Ibrahim, 'Energy in the Arab World', *Energy*, Vol. 9, N°3, pp. 217 - 238, 1984.
- [4] H. Bensaad, 'The Algerian Programme on Wind Energy', *Proceedings of WEAC*, pp. 21 - 27, Oxford, 1985.
- [5] R. Hammouche, '*Atlas Vent de l'Algérie*', Office des Publications Universitaires (OPU), Alger, 1990.
- [6] N. Kasbadji-Merzouk, 'Wind Energy Potential of Algeria', *Renewable Energy*, Vol. 21, N°3-4, pp. 553 - 562, 2000.
- [7] F. Youcef Ettoumi, '*Ressources Energétiques Renouvelables en Algérie*', Thèse de Doctorat d'Etat, USTHB, Alger, 2002.
- [8] N. Kasbadji-Merzouk, '*Evaluation du Gisement Energétique Eolien. Contribution à la Détermination du Profil Vertical de la Vitesse du Vent en Algérie*', Thèse de Doctorat, Université Abou Bakr Belkaid, Tlemcen, 2006.
- [9] F. Chellali, A. Khellaf, A. Belouchrani and A. Recioui, 'A Contribution in the Actualization of Wind Map of Algeria', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 15, N°2, pp. 993 - 1002, 2011.
- [10] M. Elamouri and F. Ben Amar, 'Wind Energy Potential in Tunisia', *Renewable Energy*, Vol. 33, N°4, pp. 758 – 768, 2008.
- [11] P. Ramirez and J.A. Carta, 'Influence of the Data Sampling Interval in the Estimation of the Parameters of the Weibull Wind Speed Probability Density Distribution: A Case Study', *Energy Conversion and Management*, Vol. 46, N°15-16, pp. 2419 – 2438, 2005.
- [12] I.Y.F. Lun and J.C. Lam, 'A Study of Weibull Parameters Using Long-Term Wind Observations', *Renewable Energy*, Vol. 20, N°2, pp. 145 – 153, 2000.

- [13] J.V. Seguro and T.W. Lambert, 'Modern Estimation of the Parameters of the Weibull Wind Speed Distribution for Wind Energy Analysis', *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, Vol. 85, N°1, pp. 75 – 84, 2000.
- [14] A. Ouammi, R. Sacile and A. Mimet, 'Wind Energy Potential in Liguria Region', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 14, N°1, pp. 289 – 300, 2010.
- [15] C.G. Justus, W.R. Hargraves, A. Mikhail and D. Graber, 'Methods for Estimating Wind Speed Frequency Distributions', *Journal of Applied Meteorology*, Vol. 17, N°3, pp. 350 – 353, 1978.
- [16] T.J. Chang, Y.T. Wu, H.Y. Hsu, CR. Chu and C.M. Liao, 'Assessment of Wind Characteristics and Wind Turbine Characteristics in Taiwan', *Renewable Energy*, Vol. 28, N°6, pp. 851 – 871, 2003.
- [17] O.A. Jaramillo and M.A. Borja, 'Wind Speed Analysis in La Ventosa, Mexico: A Bimodal Probability Distribution Case', *Renewable Energy*, Vol. 29, N°10, pp. 1613 – 1630, 2004.
- [18] GM. Masters, '*Renewable and Efficient Electric Power Systems*', John Wiley & Sons, 654 p., 2004.
- [19] M. Elamouri et F. Ben Amar, 'Evaluation du Potentiel Eolien de Sept Sites Retenus au Nord de la Tunisie', Séminaire International sur le Génie Climatique et l'Energétique, SIGCLE'2010, 6-7 Décembre 2010, Constantine, Algérie.
- [20] S. Louassa, 'Etude de la Contribution du Vent à la Progression de l'Ensamblage dans les Hauts Plateaux Algériens', Mémoire de Magister, Université Saâd Dahlab, Blida, 2010.
- [21] F. Boukli Hacène, N. Kasbadji Merzouk et L. Loukarfi, 'Analyse Statistique et Elaboration d'un Atlas Eolien de la Vallée du Cheliff', *Revue des Energies Renouvelables*, Vol. 10, N°2, pp. 583 – 588, 2007.
- [22] A.S.A. Shata and R. Hanitsch, 'Electricity Generation and Wind Potential Assessment at Hurghada, Egypt', *Renewable Energy*, Vol. 33, N°1, pp. 141–148, 2008.
- [23] M. Mirhosseini, F. Sharifi and A. Sedaghat, 'Assessing the Wind Energy Potential Locations in Province of Semnan in Iran', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 15, N°1, pp. 449 – 459, 2011.