



# Évaluation technico-économique du potentiel de l'énergie éolienne aux hauts plateaux Algérien

BELABES Belkacem<sup>#1</sup>, GUERRI Ouahiba<sup>#</sup>

<sup>#</sup> Centre de Développement des Energies Renouvelables. Division Energie Eolienne. BP 62 Route de l'Observatoire, Bouzaréah, 16340, Alger, Algérie.

<sup>1</sup> b.belabes@cder.dz

## Résumé :

Une évaluation technico-économique a été faite sur la production d'électricité à partir de l'éolien dans les régions de Sétif et Tiaret, et qui se trouvent sur les hauts plateaux du nord de l'Algérie. Pour cela, on a utilisé des données vent mesurées sur 10 ans au niveau de la station ONM de Sétif et de Tiaret, et pour lesquels on a trouvé une vitesse annuelle du vent de 3,46 à Sétif et de 5,07 m/s à Tiaret à 10 m de hauteur par rapport au sol. En utilisant le logiciel WAsP, les paramètres de Weibull (k) et (c) pour tous les mois à des hauteurs différentes (30-50-70 m) ont été obtenus par extrapolation en utilisant la loi de puissance. Ensuite à toujours à l'aide du WAsP, trois modèles d'aérogénérateurs commerciaux ont été utilisés à savoir Bonus 300 kW/33, Bonus 1.0 MW/54 et Vestas 2.0 MW/V80, pour évaluer leur performances dans la région de Sétif, en se basant sur le facteur de capacité et l'énergie annuelle produite. L'aspect économique a été analysé en utilisant la méthode PVC (Présent Value Cost). Le plus faible coût de la production dans les deux régions a été obtenue avec le model Vestas 2 MW/V80 avec un prix de revient du kWh de l'ordre de 0,0644 \$ / kWh à Sétif et de 0.0342 \$ / kWh à Tiaret.

**Mots Clés :** Energie éolienne ; WAsP ; distribution de Weibull ; turbine éolienne ; PVC.

## I. INTRODUCTION

Les effets négatifs des combustibles fossiles sur l'environnement, ont poussé les scientifiques à étudier les sources d'énergie renouvelable. Parmi ces nombreuses sources propres, il y a l'éolien qui en train de connaître un développement très rapide, surtout au cours des deux dernières décennies, ou il y a eu un grand progrès technologique, ce qui a permis de réduire le cout de production.

Cela à amener le gouvernement Algérien à adopter en 2010 une nouvelle politique énergétique pour promouvoir le développement des énergies renouvelables pour qu'en l'an 2030 la part des énergies renouvelable dans la production d'électricité soit de 40 %. En effet dans de nombreuses études, il a été mentionné qu'en Algérie, il en existe de nombreux sites qui disposent d'un très bon potentiel de vent [1]; [2]; [3]; [4]; [5]. Ce qui laisse envisager que l'on peut installer de nombreuse fermes éoliennes dans le pays [7].

Cependant afin d'assurer la réussite d'un projet sur l'éolien, il est indispensable de mener au préalable une étude technico économique sur la viabilité économique du projet en question. Sachant que ce type d'étude sur l'Algérie a été l'objet de nombreuses études de recherche sur plusieurs sites en Algérie. Cependant la partie économique n'a pas été prise en charge avec précision. Par conséquent, il est nécessaire de mener évaluation approfondie sur la viabilité économique de la production d'énergie éolienne en Algérie.

Dans cet article on prend deux régions, Sétif et Tiaret pour exemple d'étude. Avant de présenter les résultats de cette étude, on donne un bref aperçu sur les objectifs du programme des énergies renouvelables de l'Algérie. Ensuite on présente les résultats de l'étude statistique menée sur les données vents, ainsi que les performances de production de l'éolien dans les deux régions obtenus pour différents modèles d'éoliennes, sachant que ces valeurs sont été trouvées en utilisant le logiciel WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program). En dernier, le coût économique obtenu pour différent modèle d'éoliennes en utilisant la méthode de la valeur actualisée des coûts (PVC), est exposé.

## II. Prévisions et perspectives de la production d'énergies en Algérie

An easy way to comply with the conference paper formatting requirements is to use this document as a template and simply type your text into it.

La figure une présente le programme des énergies renouvelables en Algérie [8]. Ainsi les principales phases de ce programme sont :

- En 2013, il est prévu d'installer une puissance totale d'environ 110mW ;
- En 2015, une puissance totale de près de 650mW serait installé ;
- En 2020, il est prévu que l'installation d'une capacité totale d'environ 2600MW



- Pour le marché intérieur et possibilité d'exportation de l'ordre de 2000 MW;
- En 2030, il est prévu d'installer une capacité de près 12000MW.

Pour le marché intérieur et possibilité d'exportation de l'ordre de 10 000 MW;

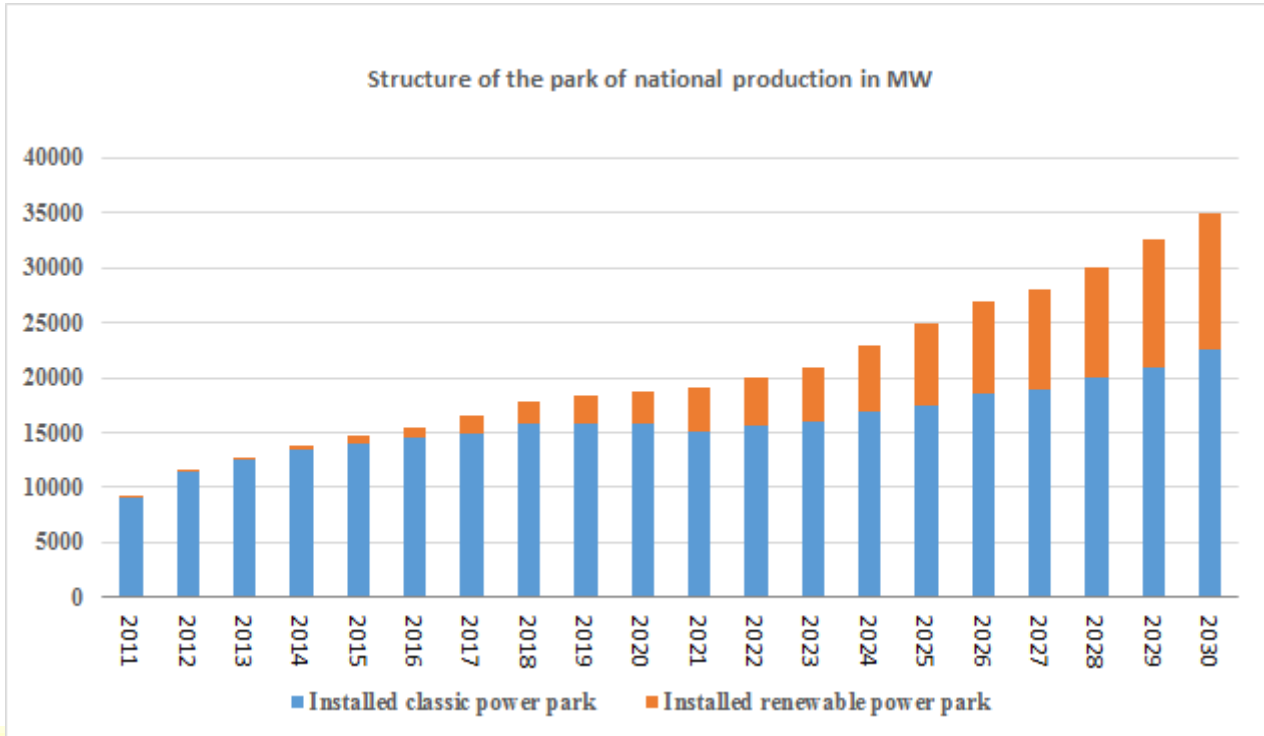


Fig.1 Structure du parc de la production nationale en MW [8].

Cette stratégie devrait permettre de diminuer la part des combustibles fossiles (gaz naturel et pétrole) qui sont actuellement la principale ressource pour la production d'électricité du pays. De plus, l'utilisation des ressources renouvelables comme le vent, le solaire et la géothermie, vont permettre de répondre à la demande croissante d'énergie, mais aussi de faire face au tarissement de ces sources fossiles.

### III. MODÈLE MATHÉMATIQUE

#### A. Ressource éolienne dans le site sélectionné

Les données tris horaires du vent du site de Sétif utilisées dans cette étude ont été obtenues auprès de l'office national de météorologie (ONM). Ils correspondent à la période allant de 1981 à 1990. Les coordonnées géographiques du site de mesure de l'ONM à Sétif sont indiquées dans le tableau I. La mesure de ces données a été faite à l'aide d'un anémomètre à coupelles à une hauteur de 10 m [9]. Dans la figure 2, on représente l'emplacement du site choisi.

TABLE I

Les coordonnées géographiques des sites étudiés.

| Site   | Latitude  | Longitude | Altitude (m) |
|--------|-----------|-----------|--------------|
| Sétif  | 36° 11'N  | 05° 15'E  | 1033         |
| Tiaret | 35° 21' N | 01° 28' E | 977          |

Pour estimer les variations du vent, on a utilisé la fonction de probabilité de Weibull qui est représenté par l'équation suivante [11] :

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



# Le 3<sup>ème</sup> Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables

## The 3<sup>rd</sup> International Seminar on New and Renewable Energies

Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,  
Ghardaïa - Algérie 13 et 14 Octobre 2014



Où : k et c sont le facteur de Weibull et le facteur d'échelle respectivement.



Fig. 2 Position des sites étudiés en Algérie [10].

Dans le tableau II, on représente les valeurs de la vitesse moyenne annuelle du vent, densité de puissance moyenne, ainsi que les paramètres k et c de Weibull.

La figure 03 montre l'histogramme de la fréquence de la vitesse du vent pour les deux sites. On peut voir que la distribution de weibull obtenu se superpose avec

l'histogramme. Cela permet qui indique que les variations de la vitesse du vent sont bien décrites.

Afin de déterminer les principales directions du vent dans les régions étudié, on expose dans la figure, la rose des vents, on observe que le vent dominant vient de la direction est-ouest pour la région de Sétif et Tiaret.

Tableau II : caractéristique du vent des sites sélectionnés.

| Site   | Vitesse du vent (m / s) | Densité de puissance moyenne (W/m <sup>2</sup> ) | Energie moyenne (kWh/m <sup>2</sup> ) | k    | c (m/s) |
|--------|-------------------------|--|---------------------------------------|------|---------|
| Sétif  | 3.46                    | 80   | 700                                   | 1.40 | 3.9     |
| Tiaret | 5.07                    | 238  | 2084                                  | 1.48 | 5.8     |

Si l'on se réfère au classement de l'énergie éolienne du laboratoire Battelle-Pacific Northwest Labs (PNL) du système de classification, on note que la ressource éolienne de

Sétif se situé dans la classe (01) ( $PD < 100$ ) ; tandis qu'on peut conclure que la ressource éolienne à Tiaret se trouve dans la classe 4 ( $200 > PD > 300$ ) [12] ; et qui se caractérise avec



une densité de puissance inférieure à 100 W/m<sup>2</sup> et supérieur à 200 W/m<sup>2</sup> à Sétif et Tiaret respectivement.

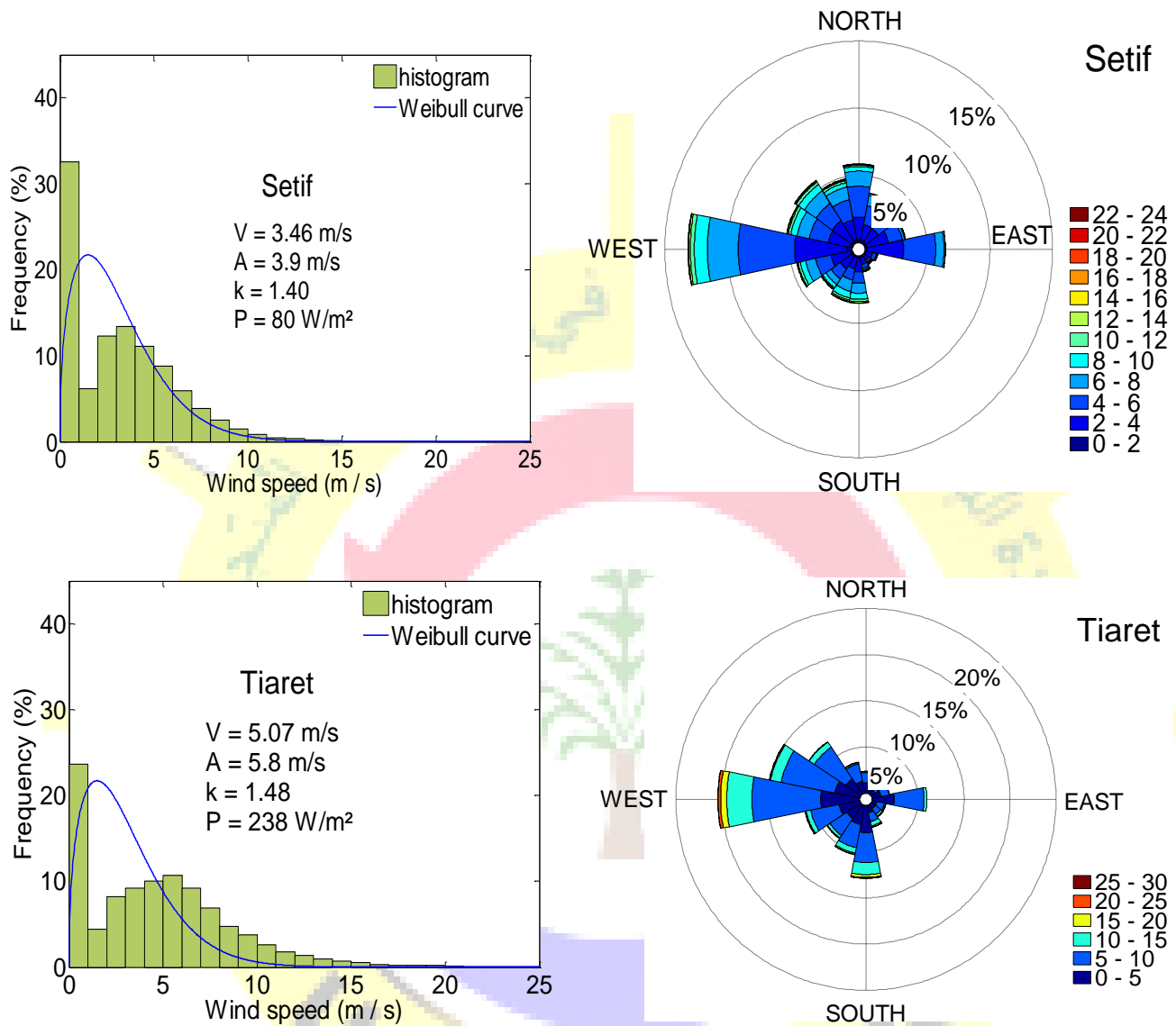


Fig. 3 Rose du vent et l'histogramme de vitesses de vent analysés, à la station de Sétif et de Tiaret à une hauteur de 10 mètres.

### B. Méthodologie d'extrapolation de vitesse du vent à différentes hauteurs de moyeu par le WAsP

La vitesse du vent utilisé dans ce travail a été capturée à 10 m de hauteur. Cependant, dans le but de l'installation d'un WECS (Wind Energy

Conversion Systems), il est nécessaire d'estimer la vitesse du vent à la hauteur de moyeu de la turbine. La méthode de la loi de puissance est la plus couramment utilisée pour ajuster la vitesse du vent à un niveau de référence à l'autre. Elle est exprimée en [2] en tant que :



**Le 3<sup>ème</sup> Séminaire International sur les Energies Nouvelles et  
Renouvelables**  
**The 3<sup>rd</sup> International Seminar on New and Renewable  
Energies**

Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,  
Ghardaïa - Algérie 13 et 14 Octobre 2014



$$\frac{V}{V_0} = \left( \frac{h}{h_0} \right)^n \quad (2)$$

Où :  $V$  est la vitesse du vent à la hauteur requise ' $h$ ' ;

$V_0$  est la vitesse du vent à la hauteur de référence ' $h_0$ ' ;

$n$  est l'exposant de la loi de puissance qui dépend du coefficient de rugosité de surface et se situe dans la gamme de 0,05-0,5 mais à ' $n$ ' la plupart des cas est supposé être 0,143 (ou 1/7).

Une autre technique consiste à utiliser la fonction de densité de probabilité de Weibull pour obtenir les valeurs extrapolées de la vitesse du vent à différentes hauteurs. Cette méthode est adoptée dans ce travail. Les paramètres de Weibull  $k$  ( $h$ ) et  $c$  ( $h$ ) à la hauteur de mesure  $h_0$  sont liées à celle de la hauteur de l'éolienne par les équations (3) et (4) [13] :

$$c(h) = c_0 \left( \frac{h}{h_0} \right)^z \quad (3)$$

$$k(h) = k_0 \left[ 1 - 0.088 \ln \left( \frac{h_0}{10} \right) \right] / \left[ 1 - 0.088 \ln \left( \frac{h}{10} \right) \right] \quad (4)$$

Où :  $k_0$  et  $c_0$  sont facteurs de forme et facteur d'échelle respectivement, à la hauteur  $h_0$  de la mesure, et  $h$  est la hauteur du moyeu.

L'exposant  $z$  est donné dans [14] :

$$z = \left[ 0.37 - 0.088 \ln(c_0) \right] / \left[ 1 - 0.088 \ln \left( \frac{h}{10} \right) \right] \quad (5)$$

#### C. Calcul de l'énergie électrique de sortie pour WECS

L'un des paramètres de performance des éoliennes est le facteur de capacité ( $cf$ ) [2] qui représente la fraction de la puissance moyenne sur une période de la puissance électrique nominale ( $P_{eR}$ ) [15]. La puissance moyenne de sortie ( $P_{e, Ave}$ ), et le facteur de capacité d'une éolienne peuvent être calculées en utilisant les équations (6) et (7) [16] :

$$cf = \frac{P_{e,ave}}{P_{eR}} \quad (6)$$

$$P_{e,ave} = P_{eR} \left( \frac{e^{-\left(\frac{v_c}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{v_r}{c}\right)^k}}{\left(\frac{v_r}{c}\right)^k - \left(\frac{v_c}{c}\right)^k} \right) - e^{-\left(\frac{v_c}{c}\right)^k} \quad (7)$$

Production annuelle d'énergie accumulée (EOUT) est exprimée dans l'équation (8) [2] :

$$E_{OUT} = \text{Accumelated Annual Power output} * 8760 \quad (8)$$

Où :  $v_c$ ,  $v_r$ ,  $v_f$  sont la limite de la vitesse du vent ; la vitesse nominale du vent et la vitesse de coupure du vent, respectivement, détermine que la production totale d'énergie et le revenu total.

#### D. Calcul de l'énergie électrique de sortie pour WECS

La viabilité d'un aérogénérateur dépend de sa capacité à produire de l'énergie à un faible coût d'exploitation [16]. Selon [17], les principaux paramètres régissant l'économie de l'énergie éolienne sont les suivants :

- 1 - Les coûts d'investissement (y compris les frais auxiliaires pour la fondation, raccordement au réseau, etc.)
- 2 - Les frais d'exploitation et d'entretien.
- 3 - La production d'électricité / vitesse moyenne du vent.
- 4 - la durée de vie de la turbine.
- 5 - Taux d'actualisation.

Ces facteurs peuvent varier d'un pays à l'autre et selon les régions.

Cependant, parmi tous les paramètres énumérés, la turbines de production d'électricité et les coûts d'investissement sont les plus importants ; le choix de l'aérogénérateur idéal est donc essentielle pour assurer la viabilité économique, alors la production d'électricité est fortement dépendante des conditions de vent, outre ; le coût de l'éolienne qui est définie par les fabricants, les coûts d'autres activités sont très important et nécessaire à étudier.

Selon [17], le coût spécifique d'une éolienne varie considérablement d'un fabricant à l'autre comme le montre le tableau IV. Plusieurs méthodes ont discutées dans [19], ont été utilisées dans la littérature pour le calcul du coût de l'énergie



## Le 3<sup>ème</sup> Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables

### The 3<sup>rd</sup> International Seminar on New and Renewable Energies

Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,  
Ghardaïa – Algérie 13 et 14 Octobre 2014



éolienne. La méthode PVC est adoptée dans ce travail parce que :

- (i) il n'estime que le développement dynamique des facteurs économiques pertinents.
- (ii) les différentes occurrences de coûts et de revenus sont pris en compte indépendamment du fait que l'argent a été ou sera payé ou reçue en le passé ou dans l'avenir grâce à la déduction des intérêts courus (actualisation) de tous les paiements flux à un temps de référence commun [19].

La valeur actuelle des coûts (PVC) est donnée dans [12] :

$$PVC = 1 + C_{omr} \left[ \frac{1+i}{r-i} \right] * \left[ 1 - \left( \frac{1+i}{1+r} \right)^t \right] - S \left( \frac{1+i}{1+r} \right)^t \quad (9)$$

1. l'équation précédente a été prise en considération dans l'évaluation des coûts de kWh d'énergie produite par des turbines sur les sites respectifs.

2. Le taux d'intérêt (r) et le taux d'inflation (i) ont été prises à 8% et 6%, respectivement [1].

3. la durée de vie de la machine (t) tel que conçu par le fabricant est de 20 ans [12].

4. le coût O&M est constituant d'une part importante des coûts totaux annuels d'une éolienne. Les coûts d'exploitation sont récurrents chaque année et participant à une opération de routine de parcs éoliens ; ces coûts sont fixes et ne peuvent être estimés de manière déterministe simple [17]. Cependant, le coût de l'entretien n'est pas fixé, ne peut être calculé de manière simple, mais ne sont activés que par des variables stochastiques, comme il n'a pas de valeur spécifique mais souvent obtenu à partir d'une plage de valeurs. Il a également été rapporté que Comr varie de 15 à 30% du coût initial total (coût de l'éolienne annuelle + autres coûts initiaux). Parce que la technologie de l'énergie éolienne n'est pas encore mature en Algérie, l'exploitation et la maintenance Comr de coût, est supposée être de 25% du coût d'investissement initial du système d'installation d'éoliennes (prix du système / durée de vie).

5. La plupart des fermes éoliennes sont situées à proximité de zones rurales du pays, qui ne sont pas

liés par de bonnes routes, d'où la plupart des coûts liés à l'installation (notamment le coût des travaux de génie civil, le transport de la turbine et la construction de routes) sont toujours plus élevés que la normale, quand comparaison avec les coûts qui seront encourus si les plantes doivent être situés dans une zone urbaine. Plusieurs installations doivent toujours être effectuées parallèlement à d'autres travaux du projet dans les communautés rurales, en raison de la valeur de la ferraille ; S a été pris à 10% du prix de la turbine et travaux de génie civil.

6. Investissement 'T' est la somme du prix de la turbine et d'autres coûts initiaux y compris les dispositions pour le génie civil, la terre, l'infrastructure, l'installation et l'intégration de la grille. Comme la plupart des projets seront exécutés dans la zone rurale / banlieues du pays, le coût de la terre et du travail pour travaux de génie civil peut être très pas cher, d'où l'autre coût initial peut être considéré comme 20 % du prix de la turbine réelle.

7. Le coût par kWh d'électricité produite (UCE) peut être déterminé par l'expression suivante [20, 21 et 22] :

$$UCE = \frac{PVC}{AEP}, \frac{\$}{kwh} \quad (10)$$

Le coût de la turbine spécifique dépend de la puissance nominale de la turbine éolienne, mais varie selon les fabricants [18]. Nous avons choisi le coût de la turbine spécifique en considérant trois intervalles (valeurs maximales et minimales) comme on le voit dans le tableau III [7, 23 et 24]. Dans ce tableau, on constate que le coût par kW diminue avec l'augmentation de la taille de l'éolienne. Pour la taille de la machine ci-dessus 200 kW, le coût de la turbine peut être prise as 1150 \$ / kW (valeur moyenne entre un minimum de 700 \$ / kW et un maximum de 1600 \$ / kW). Les autres coûts initiaux sont généralement exprimés en pourcentage du coût de l'éolienne. Dans cette étude, ils sont supposés être 30% du coût de l'éolienne.

Tableau III : Gamme de coût spécifique des éoliennes sur la base de la puissance nominale [7, 24 et 25].

| Taille des éoliennes (kW) | Coût spécifique (\$ / kW) | Coût spécifique moyen (\$ / kW) |
|---------------------------|---------------------------|---------------------------------|
| < 20                      | 2200 – 3000               | 2600                            |
| 20 - 200                  | 1250 – 2300               | 1775                            |
| 200 >                     | 700 – 1600                | 1150                            |



**Le 3<sup>ème</sup> Séminaire International sur les Energies Nouvelles et  
Renouvelables  
The 3<sup>rd</sup> International Seminar on New and Renewable  
Energies**

**Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,  
Ghardaïa - Algérie 13 et 14 Octobre 2014**



**IV. RÉSULTATS ET DISCUSSION**

**A. Variation mensuelle de la vitesse moyenne du vent**

La vitesse du vent est l'un des paramètres les plus importants dans le profil de vent d'un site donné. Les variations de la vitesse du vent mensuel moyen à 10, 30 50 et 70 m de hauteur sont représentées sur le tableau IV.

Tableau IV : extrapolation de la vitesse moyenne mensuelle, la distribution de weibull paramètres k et c sur les hauteurs de turbine respectifs à Sétif et Tiaret.

| Sétif   | 10m     |      |         | 30m     |      |         | 50m     |      |         | 70m     |      |         |
|---------|---------|------|---------|---------|------|---------|---------|------|---------|---------|------|---------|
|         | V (m/s) | k    | C (m/s) | V (m/s) | k    | C (m/s) | V (m/s) | k    | C (m/s) | V (m/s) | k    | C (m/s) |
| Janvier | 3.49    | 1.28 | 3.9     | 4.48    | 1.28 | 4.8     | 4.92    | 1.36 | 5.4     | 5.31    | 1.46 | 5.8     |
| Fevrier | 3.73    | 1.31 | 4.2     | 4.75    | 1.32 | 5.2     | 5.22    | 1.39 | 5.7     | 5.62    | 1.44 | 6.2     |
| Mars    | 3.82    | 1.41 | 4.3     | 4.92    | 1.44 | 5.4     | 5.41    | 1.53 | 6.0     | 5.85    | 1.58 | 6.5     |
| Avril   | 3.86    | 1.45 | 4.3     | 4.92    | 1.52 | 5.5     | 5.42    | 1.63 | 6.1     | 5.87    | 1.69 | 6.6     |
| Mai     | 3.76    | 1.58 | 4.2     | 4.76    | 1.69 | 5.3     | 5.26    | 1.82 | 5.9     | 5.70    | 1.88 | 6.4     |
| Juin    | 3.45    | 1.63 | 3.9     | 4.38    | 1.74 | 4.9     | 4.85    | 1.88 | 5.5     | 5.27    | 1.94 | 5.9     |
| Juillet | 3.61    | 1.61 | 4.0     | 4.58    | 1.73 | 5.1     | 5.06    | 1.86 | 5.7     | 5.49    | 1.92 | 6.2     |
| Aout    | 3.42    | 1.58 | 3.9     | 4.34    | 1.69 | 4.9     | 4.80    | 1.83 | 5.4     | 5.22    | 1.89 | 5.9     |
| Sept    | 2.89    | 1.46 | 3.2     | 3.66    | 1.57 | 4.1     | 4.05    | 1.69 | 4.5     | 4.40    | 1.74 | 4.9     |
| Oct     | 2.86    | 1.30 | 3.2     | 4.39    | 1.52 | 4.9     | 4.04    | 1.48 | 4.5     | 4.39    | 1.52 | 4.9     |
| Nov     | 3.19    | 1.31 | 3.6     | 4.09    | 1.36 | 4.5     | 4.52    | 1.45 | 5.0     | 4.90    | 1.49 | 5.4     |
| Dec     | 3.37    | 1.32 | 3.8     | 4.32    | 1.34 | 4.7     | 4.76    | 1.43 | 5.2     | 5.16    | 1.47 | 5.7     |

| Tiaret  | 10m     |      |         | 30m     |      |         | 50m     |      |         | 70m     |      |         |
|---------|---------|------|---------|---------|------|---------|---------|------|---------|---------|------|---------|
|         | V (m/s) | k    | C (m/s) | V (m/s) | k    | C (m/s) | V (m/s) | k    | C (m/s) | V (m/s) | k    | C (m/s) |
| Janvier | 5.74    | 1.44 | 6.5     | 6.92    | 1.43 | 7.6     | 7.53    | 1.46 | 8.3     | 8.00    | 1.51 | 8.9     |
| Fevrier | 6.04    | 1.32 | 6.7     | 7.26    | 1.31 | 7.9     | 7.88    | 1.34 | 6.8     | 8.35    | 1.37 | 9.1     |
| Mars    | 5.06    | 1.44 | 5.8     | 6.15    | 1.14 | 6.8     | 6.73    | 1.47 | 7.4     | 7.20    | 1.52 | 8.0     |
| Avril   | 5.75    | 1.65 | 6.5     | 6.97    | 1.67 | 7.8     | 7.62    | 1.74 | 8.6     | 8.14    | 1.8  | 9.2     |
| Mai     | 4.69    | 1.54 | 5.4     | 5.75    | 1.55 | 6.4     | 6.34    | 1.63 | 7.1     | 6.84    | 1.69 | 7.7     |
| Juin    | 4.76    | 1.61 | 5.4     | 5.86    | 1.67 | 6.6     | 6.48    | 1.76 | 7.3     | 7.01    | 1.83 | 7.9     |
| Juillet | 4.31    | 1.58 | 4.9     | 5.32    | 1.65 | 6.0     | 5.89    | 1.75 | 6.6     | 6.39    | 1.81 | 7.2     |
| Aout    | 4.04    | 1.55 | 4.6     | 5.00    | 1.64 | 5.6     | 5.55    | 1.75 | 6.2     | 6.03    | 1.81 | 6.8     |
| Sep     | 4.05    | 1.56 | 4.6     | 5.01    | 1.62 | 5.6     | 5.55    | 1.73 | 6.2     | 6.02    | 1.79 | 6.8     |
| Oct     | 4.80    | 1.57 | 5.4     | 5.89    | 1.63 | 6.6     | 6.49    | 1.72 | 7.3     | 6.99    | 1.79 | 7.9     |
| Nov     | 5.40    | 1.66 | 6.3     | 6.57    | 1.60 | 7.3     | 7.19    | 1.66 | 8.0     | 7.69    | 1.72 | 8.6     |
| Dec     | 5.76    | 1.52 | 6.6     | 6.99    | 1.50 | 7.7     | 7.64    | 1.54 | 8.5     | 8.16    | 1.60 | 9.1     |



# Le 3<sup>ème</sup> Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables The 3<sup>rd</sup> International Seminar on New and Renewable Energies

Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,  
Ghardaïa - Algérie 13 et 14 Octobre 2014



L'analyse des données montre que, dans les deux régions, la vitesse moyenne mensuelle du vent atteint ses valeurs les plus élevées au cours de la période de novembre au février. Alors que la vitesse maximale mensuelle du vent se produit au cours de la saison d'hiver. En outre, l'analyse des données

montre que le minimum de la vitesse moyenne du vent dans ces régions est observé en septembre de 2.86 m/s et 4.04 m/s en aout à Sétif et Tiaret respectivement, en outre, un maximum en avril de 6.60 m/s et 9.2 m/s à Sétif et Tiaret, respectivement.

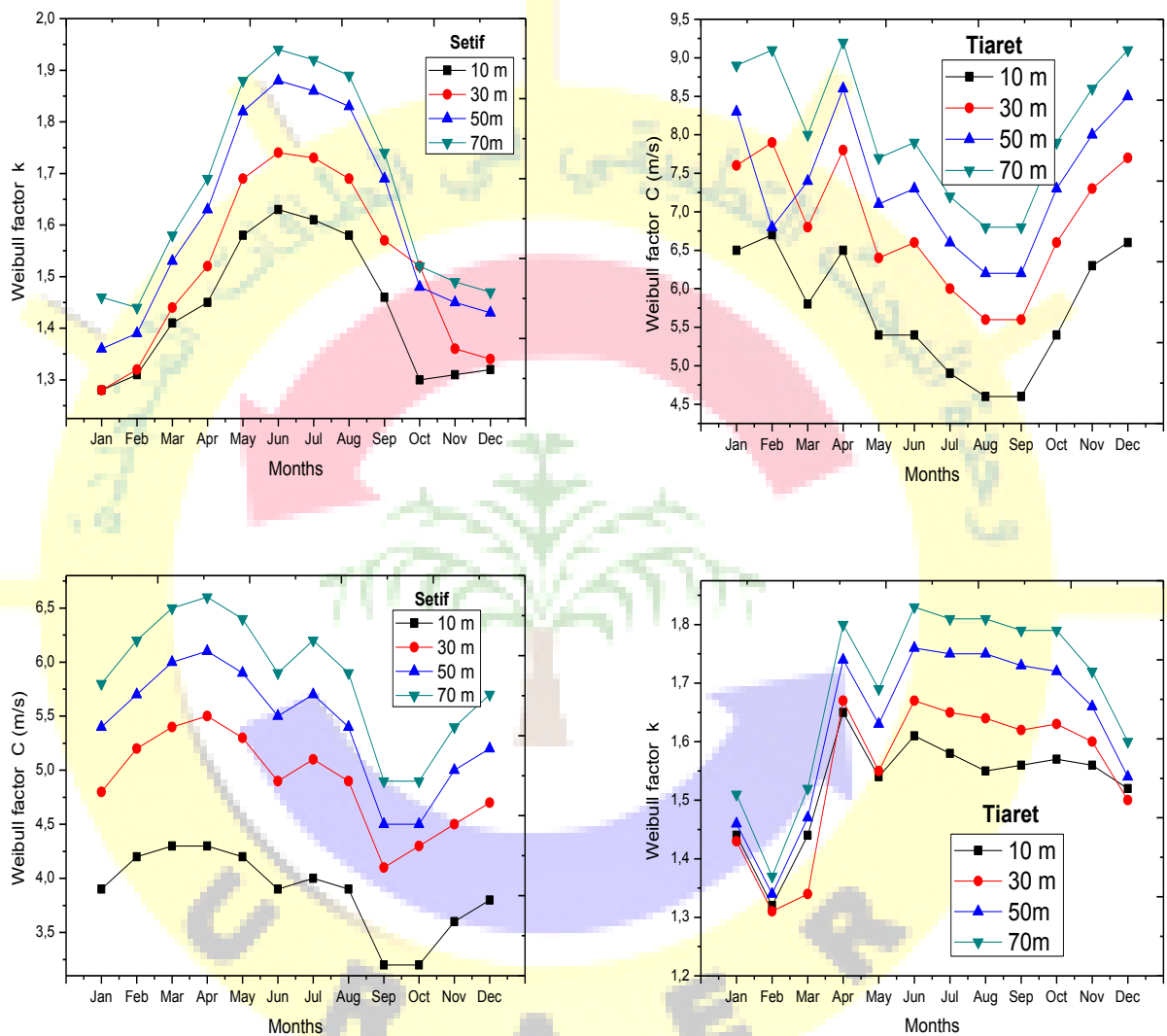


Fig. 4 Extrapolation de la distribution des paramètres de Weibull  $k$  et  $c$  selon les hauteurs.

## B. Puissance électrique de sortie des turbines éoliennes WECS





## Le 3<sup>ème</sup> Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables

### The 3<sup>rd</sup> International Seminar on New and Renewable Energies

Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,  
Ghardaïa - Algérie 13 et 14 Octobre 2014



Les propriétés caractéristiques des trois éoliennes (V80) chacune avec puissance nominale (PR) 300, 1000 et sélectionnés (Bonus 300 kW/33, Bonus 1 MW/54 et Vestas 2000 kW) respectivement, sont présentés dans le tableau V.

Tableau V : caractéristiques des éoliennes choisies (12 et 26).

| Caractéristiques                   | Bonus 300 kW/33 | AN Bonus 1 MW/54 | Vestas 2 MW V80 |
|------------------------------------|-----------------|------------------|-----------------|
| Hauteur du moyeu (m)               | 30              | 50               | 67              |
| Puissance nominale Pr (kW)         | 300             | 1000             | 2000            |
| Diamètre du rotor (m)              | 33.4            | 54.2             | 80              |
| Nombre de pales                    | 3               | 3                | 3               |
| Zone de balayage (m <sup>2</sup> ) | 876             | 2300             | 5024            |
| Durée de vie (ans)                 | 20              | 20               | 20              |
| Coupe-vitesse en vc (m/s)          | 3               | 3                | 4               |
| vitesse nominal vr (m/s)           | 14              | 15               | 16              |
| Vitesse de coupure vf de (m/s)     | 25              | 25               | 25              |

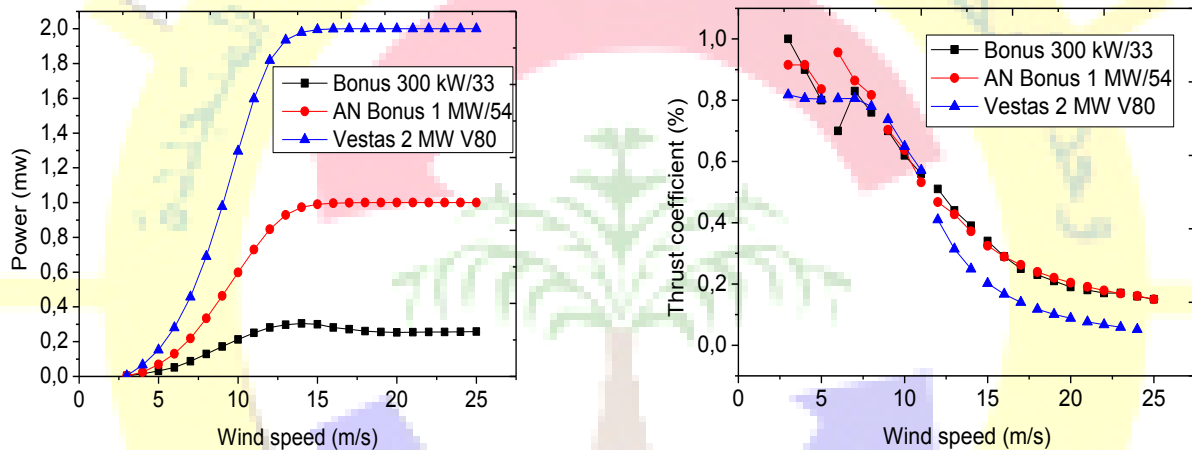


Fig. 5 Courbe de puissance et courbe de coefficient de poussée de chaque turbine éolienne sélectionnée.

Les courbes de puissance des éoliennes sélectionnées sont données à la figure 5.

Dans cette étude, l'énergie éolienne et l'énergie moyenne annuelle produite ainsi que les facteurs de capacité sont calculées (Tableau VI) à partir des équations (6) - (8), en utilisant  $v_c$ ,  $v_r$ ,  $v_f$  et les valeurs extrapolées de Weibull  $k$  et  $c$  (Tableau IV et la figure 4) à les hauteurs de la turbine respectives de 30, 50 et 70 m. Ceux-ci sont calculés pour évaluer la performance annuelle des trois éoliennes considérés pour les emplacements sélectionnés.

Le tableau VI montre que la plus haute valeur de la production annuelle d'énergie entre les trois turbines a été obtenu de 5.81 GWh et 3235.9 MW h à Tiaret et Sétif respectivement, avec le modèle d'éolien Vestas de 2MW/V80. Cela peut être attribué à des hauteurs plus hautes du moyeu des turbines et la vitesse du vent nominale, ce qui est plus élevé que celui de modèle de Bonus 300 kW/33 et 1000 kW/54.

En outre, les facteurs qui influent sur l'énergie produite par les WECS à un site donné pendant la période de temps sont la réponse en puissance des WECS à différentes vitesses de vent, le régime des vents et la distribution de la vitesse du vent [18].



**Le 3<sup>ème</sup> Séminaire International sur les Energies Nouvelles et  
Renouvelables**  
**The 3<sup>rd</sup> International Seminar on New and Renewable  
Energies**

Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,  
Ghardaïa - Algérie 13 et 14 Octobre 2014



Tableau VI: La production d'énergie annuelle calculée pour les éoliennes sélectionnées dans les sites sélectionnés.

| Site   | Bonus 300 kW/33 |           |                   | Bonus1 MW/54     |           |                   | Vestas 2 MW V80 |           |                   |
|--------|-----------------|-----------|-------------------|------------------|-----------|-------------------|-----------------|-----------|-------------------|
|        | AEP<br>(Mwh)    | Fc<br>(%) | NH<br>(heur<br>e) | AE<br>P<br>(Gwh) | Fc<br>(%) | NH<br>(heur<br>e) | AEP<br>(Gwh)    | Fc<br>(%) | NH<br>(heure<br>) |
| Sétif  | 382             | 14.53     | 1273              | 1.23             | 14.04     | 1230              | 3.08            | 17.57     | 1540              |
| Tiaret | 751             | 28.57     | 2979              | 2.49             | 28.42     | 2985              | 5.81            | 33.16     | 2905              |

AEP : Production annuelle d'électricité.

Fc : Le facteur de capacité.

NH :Nombre d'heures de fonctionnement.

En outre, le modèle d'éolienne Vestas 2MW/V80 produit une quantité plus élevée de l'énergie pour les deux zones d'étude, et considéré comme le meilleur des trois turbines pour la génération de l'énergie éoliennes. La production annuelle d'énergie d'une éolienne peut être aussi exprimée en considérant le facteur de capacité de la turbine sur un site donné. Selon [19], la valeur de ce facteur est généralement affectée par la nature intermittente du vent, la disponibilité de la machine, et le rendement de la turbine. Elle varie habituellement de 20 à 70 % dans la pratique.

D'après le tableau VI, le facteur de capacité le plus élevée est de 17.57 et 33.16 % obtenue à Sétif et Tiaret respectivement, par le modèle de Vestas 2MW/V80, tandis que le plus bas est de 14.04 et 28.42 % obtenue à Sétif et Tiaret respectivement par Bonus 1 MW/54. Ce qui nous amène à dire que le facteur de capacité ne dépend pas essentiellement de la taille de l'éolienne.

### C. Coût de de l'électricité

Le la figure 06 montre le coût de l'énergie unitaire par kWh basé sur la méthode d'analyse PVC calculée en utilisant les équations (9,10) conjointement avec les paramètres examinés dans la section (II-3) sur les trois éoliennes pour l'emplacement sélectionné.

La valeur la plus faible du coût de l'électricité est obtenue à Tiaret de 0,0342 \$ / kWh avec le coût spécifique minimal de l'éolienne (Tableau III), en utilisant le model de Vestas 2 MW/V80, En outre, le coût le plus élevé de l'énergie éolienne par kWh, est obtenu à Sétif de 0,0636 \$ / kWh, en utilisant le

coût spécifique maximale de l'éolienne par le model de Bonus1 MW/54.

Pour chacune des éoliennes sélectionnées, les coûts les plus bas et les plus élevés ont été obtenus à Tiaret, Tlemcen, respectivement. Cette nouvelle création Tiaret comme ayant une ressource de haut vent dans les emplacements choisis, et que le PVC dépend des caractéristiques du vent d'un site particulier (reflétée par le facteur de capacité).

Cependant, la réalisation d'un parc éolien dans la région de Tiaret peut être considéré comme économiquement viable, par rapport à des valeurs moyennes en PVC pour l'un des modèles d'éoliennes adoptées parce que le coût actuel de l'électricité en Algérie, selon le règlement de l'électricité et du gaz Commission de gouvernement algérien (CREG), à partir du 1er Décembre 2005 à aujourd'hui, a eu le prix du kilowattheure d'électricité d'origine classique est vendue aux particuliers, entre 2 et 3.20 da/kWh soit de 0,02524 à 0,040384 \$ / kWh, respectivement.

Par conséquent, à des vitesses de vent faibles à des sites tels que Sétif, la valeur du coût moyen calculé en PVC de la gamme de de 0.0837 à 0.1013 \$ / kWh sera donc très rentable et adapté pour les applications électriques et mécaniques non-connectés. En outre, les zones rurales où le système de réseau électrique n'est pas facilement disponible, les applications rentables des ressources éoliennes peuvent être obtenus avec le chargement de la batterie et le pompage de l'eau (usages domestiques et d'irrigation) à l'aide des pompes mécaniques éolienne à petite échelle que les générateurs diesel.

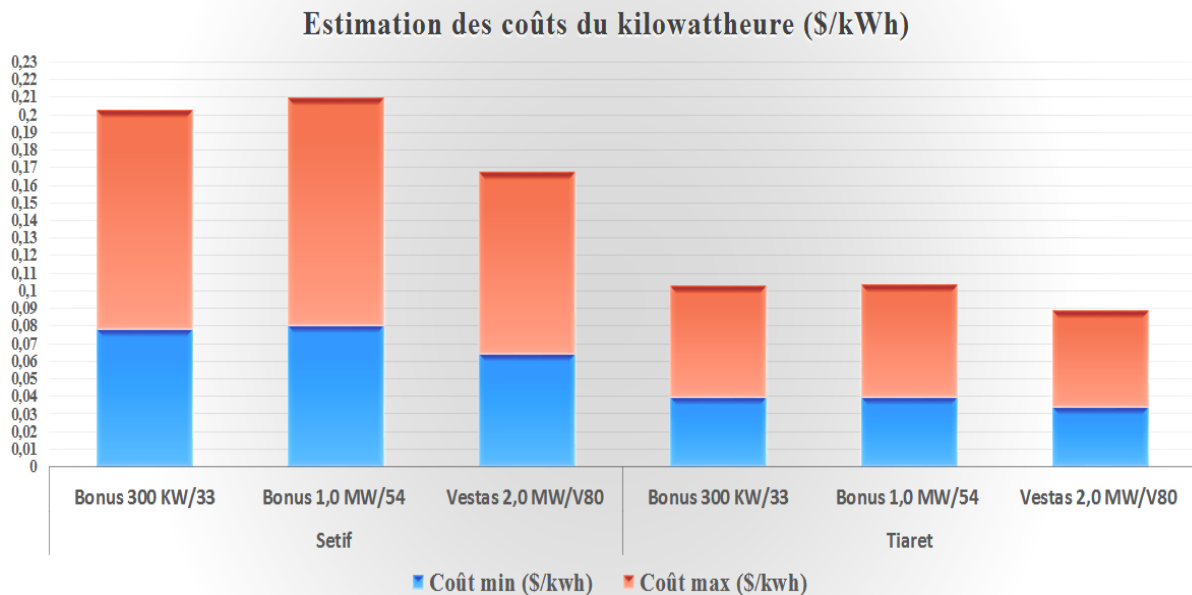


Fig. 6 Estimation des coûts du kilowattheure (\$/kWh) pour les régions étudiées.

## V. CONCLUSIONS

Grace à cette étude sur les deux régions, on a pu obtenir les résultats suivants :

Tous les sites envisagés ont vitesses moyennes mensuelle de vent supérieures à 2,86 m/s. La vitesse annuelle moyenne est de 3.46 et 5.07 m/s à Sétif et Tiaret respectivement, Ce sont des plages confortables de la vitesse du vent, qui peuvent être exploitées pour l'énergie utilisable pour le pourcentage élevé du temps total de l'année.

la valeur de la vitesse moyenne du vent maximale de 9,2 m/s a été obtenue en Avril à Tiaret et la valeur minimale de 2,86 m/s a été obtenue en octobre à Sétif.

Les vents dominants viennent de l'est pour tous les régions.

Les valeurs minimales et maximales des paramètres k et c varie de 1. 28 à 1.94 et 3.2 à 6.6 m/s respectivement pour les deux régions.

Le facteur de capacité, la puissance annuelle et la production d'énergie les plus élevés ont été obtenus à Tiaret de 33.16 %, 623 kW/an et 5,81 GWh, respectivement en utilisant l'éolienne de Vestas 2MW/V80 à une hauteur de moyeu de 80 mètres et 2 905 heures équivalentes annuels. Alors que le minimum devient à Sétif de 14.04 %, 140 kW/an et 1.23 GWh en utilisant l'éolienne de Bonus1000 KW/54 à une hauteur de moyeu de 50 mètres et 1230 heures équivalentes annuelles.

Les valeurs minimales et maximales de la puissance annuelle de sorties cumulées et la puissance d'énergie ont été obtenu à Tlemcen et Tiaret, respectivement pour chacune des éoliennes utilisés.

le coût minimum moyen par kWh a été obtenu à Tiaret de 0,0342 \$/kW h avec le model de Vestas 2 MW/V80 alors que le coût moyen le plus élevé est obtenu à Sétif de 0.1048 \$ / kW h avec le model de Bonus 1000 kW/54.

D'après ces valeurs on conclure que l'énergie éolienne n'est pas économiquement viable dans le site de Sétif, en raison de ses prix élevés de production, qui sont conditionnés par les coûts élevés d'installation et l'utilisation de turbines de faible puissance de la production alors que la région de Sétif se trouve plus rentable pour des applications électriques et mécaniques non-connectés (pompage de l'eau, recharge des batteries) que l'utilisation du générateur diesel de l'électricité en vue de l'unité du coût de l'énergie. Par contre la réalisation d'un parc éolien dans la région de Tiaret peut être considéré comme économiquement viable, par rapport à des valeurs moyennes du coût actuel de l'électricité en Algérie pour l'un des modèles d'éoliennes adoptées.

## REFERENCES

- [1] S. Diaf, G. Notton, Evaluation of electricity generation and energy cost of wind energy conversion systems in southern Algeria. Renewable and Sustainable Energy Reviews 23 (2013) 379–390



# Le 3<sup>ème</sup> Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables

## The 3<sup>rd</sup> International Seminar on New and Renewable Energies

Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,  
Ghardaïa - Algérie 13 et 14 Octobre 2014



- [2] Abdelhamid Kaabeche, Maïouf Belhamef, Rachid Ibtouen. Techno-economic evaluation and optimization of integrated photovoltaic/wind energy conversion system. *Energy* 85 (2011) 2407–2420
- [3] Djamilia Abdeslame Dehmas, Nabila Kherba. On the use of wind energy to power reverse osmosis desalination plant: A case study from Ténès (Algeria) *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 (2011) 956–963
- [4] Farouk Chellali, Adballah Khellaf. A contribution in the actualization of wind map of Algeria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 (2011) 993–1002
- [5] hammouche R., « atlas vent de l'Algérie/ONM » office des publications universitaire (OPU), Alger 1990.
- [6] N Kasbadji Merzouk and M Merzouk. Efficiency of Three Wind Turbines Installed on High Plains Region of Algeria. *Procedia Engineering* 33 (2012) 450 – 457
- [7] Murat köçek, Mustafa Serdar Genç b, 1 Evaluation of electricity generation and energy cost of wind energy conversion systems (WECSs) in Central Turkey. Volume 86, Issue 12 December 2009, Pages 2731 - 2739
- [8] Ministry of energy and mines: Program for renewable energy and energy efficiency. Designed and printed by SATINFO Sonelgaz Group Company. March 2011
- [9] Office National de la Météorologie AIP ALGERIE GEN 3-5-1 ; 23 feb 12.
- [10] www.mapsofworld.com.
- [11] Hanitsch, R., Ahmed Shata, A.S., 2006. Evaluation of wind energy potential and electricity generation on the coast of Mediterranean Sea in Egypt. *Renewable Energy* 31, 1183–1202.
- [12] Wind turbines-part 12-1: power performance measurements of electricity producing wind turbines iec 61400 12-1.
- [13] Safari,B.,Gasore,J.,2010.A statistical investigation of wind characteristics and Wind energy potential based on the Weibull and Rayleigh models in Rwanda. *Renewable Energy* 35 2874–2880.
- [14] Ohunakin, O.S., Akinna wonu, O. O., 2011. Assessment of wind energy potential and the economics of wind power generation in Jos, Plateau State, Nigeria. *Energy for Sustainable Development* <http://dx.doi.org/10.1016/j.esd.2011.10.004>.
- [15] Akpınar, E.K., Akpınar, S., 2005. An assessment on seasonal analysis of wind energy characteristics and wind turbine characteristics. *Energy Conversion and Management* 46, 1848–1867.
- [16] Jowder, F.A.L., 2009. Wind power analysis and site matching of wind turbine generators in Kingdom of Bahrain. *Applied Energy* 86, 538–545.
- [17] Gokcek, M., Genc, S.M., 2009. Evaluation of electricity generation and energy cost of wind energy conversion systems (WECSs) in Central Turkey. *Applied Energy* 86, 2731–2739.
- [18] Redlinger, R.Y., Andersen, P.D., Morthorst, P.E., 2006. *Wind Energy in the 21st Century: Economics, Policy, Technology and the Changing Electricity Industry*, First edition Palgrave, New York 73–96.
- [19] Hau, E., 2006. *Wind Turbines Fundamental, Technologies, Applications, Economics*, Second edition Springer-Verlag, Berlin Heidelberg 752–772.
- [20] Olayinka Ohunakin S, Joshua Ojolo S, Babatunde Ogunsina S, Rufus Dinrifo R.
- [21] Analyse de l'estimation des coûts et l'évaluation de l'énergie éolienne au moyen de systèmes de conversion de l'énergie éolienne (WECS) de la production d'électricité dans six emplacements sélectionnés de haute altitude au Nigeria, Volume 48, September 2012, Pages 594–600
- [22] Akai T.J. *Applied numerical methods for engineers*. 2nd ed. New York: John Wiley and Sons, Inc; 1994.
- [23] Viktoria G, Johannes S, Franziska S, Erwin S. Assessing the economic wind power potential in Austria. *Energy Policy* 2013; 53:323–30.
- [24] Adaramola MS, Paul SS, Oyedepo SO. Assessment of electricity generation and energy cost of wind energy conversion systems in north-central Nigeria. *Energy Conversion and Management* 2011; 52:3363–8.
- [25] Mathew S. *Wind energy: fundamentals, resource analysis and economics*. Berlin Heidelberg: Springer; 2006.
- [26] Tutorial WAsP: WAsP 10 Help Facility and On-line Documentation.