

## Evaluation du coût de production d'électricité d'origine éolienne. Cas de deux sites des hauts plateaux Algériens

B. Belabes \*, A. Kaabache et O. Guerri

Centre de Développement des Energies Renouvelables, CDER  
B.P. 62 Route de l'Observatoire, Bouzaréah, 16340, Alger, Algérie

(reçu le 10 Janvier 2014 – accepté le 31 Mars 2014)

**Résumé** - On présente dans cet article, les résultats d'une étude portant sur l'estimation du coût de l'électricité produite par différents types d'aérogénérateurs installés dans les régions de Sétif et Tiaret, deux sites localisés dans les Hauts Plateaux du Nord de l'Algérie. Cette étude est basée sur des données vent de l'Office National de la Météorologie (ONM) mesurées au niveau des stations de Sétif et Tiaret. Les données considérées portent sur dix années de mesures. Le traitement statistique des données a été effectué avec le logiciel WASP. Il ressort que la vitesse moyenne annuelle du vent est de 3.46 m/s à Sétif et 5.07 m/s à Tiaret et ce, à 10 m de hauteur par rapport au sol. Nous avons ensuite déterminé les paramètres statistiques de Weibull (facteur de forme,  $k$  et facteur d'échelle,  $c$ ) à 10 mètres, puis à différentes hauteurs (30, 50 et 70 m). Ces derniers ont été obtenus par extrapolation en utilisant une loi de puissance basée sur les paramètres de Weibull. Ensuite, toujours à l'aide du logiciel WASP, trois modèles d'aérogénérateurs disponibles dans le commerce ont été retenus à savoir, Bonus 300 kW/33, Bonus 1.0 MW/54 et Vestas 2.0 MW/V80 et nous avons évalué leurs performances avec le calcul du facteur de capacité et de l'énergie annuelle produite par chaque type d'aérogénérateur, pour les deux régions. Un calcul économique a été ensuite effectué en utilisant la méthode PVC (Présent Value Cost). Il en résulte que le plus faible coût de production d'électricité éolienne est obtenu avec le modèle Vestas 2 MW/V80 avec un prix de revient du kilowattheure (kWh) de l'ordre de 0.0644 \$/kWh à Sétif et de 0.0342 \$/kWh à Tiaret.

**Abstract** - It present in this article the results of a study estimating the cost of electricity generated by different types of wind turbines installed in the regions of Setif and Tiaret, two sites located in the highlands of northern Algeria. This study is based on wind data from the National Meteorological Office (ONM) measured at stations Setif and Tiaret. The data are considered ten years of measurements. The statistical treatment of the data was performed with the WASP software. It appears that the average annual wind speed is 3.46 m/s in Setif and 5.07 m/s in Tiaret and at 10 m height from the ground. We then determined the statistical Weibull parameters (shape factor  $k$  and scale factor  $c$ ) 10 meters and at different heights (30, 50 and 70 m). These were extrapolated using a power law based on the Weibull parameters. Then, still using the WASP software, three WTG models commercially available have been selected namely 300 kW/33 Bonus, Bonus and Vestas 2.0 1.0 MW/54 MW/V80 and we evaluated their performance with calculation of the capacity factor and annual energy produced by each type of wind turbine for the two regions. Economic calculation was then performed using the PVC (Present Value Cost) method. It follows that the lower cost of wind generation is obtained with the Vestas 2 MW/V80 model with a cost per kilowatt-hour (kWh) of around \$ 0.0644 / kWh in Setif and \$ 0.0342 / kWh Tiaret.

**Keywords:** Wind energy – WasP - Weibull distribution - Wind turbine – PVC.

---

\* b.belabes@cder.dz

## 1. INTRODUCTION

Les effets négatifs des combustibles fossiles sur l'environnement ont poussé les scientifiques à considérer la possibilité d'exploiter les énergies renouvelables pour la production d'électricité. Parmi ces nombreuses sources propres, il y a l'énergie éolienne, qui a connu un développement très rapide au cours des deux dernières décennies. En effet, de grands progrès technologiques ont été réalisés, ce qui a permis de réduire le coût de production d'électricité d'origine éolienne.

Ceci a amené le gouvernement Algérien à adopter en 2010, une nouvelle politique énergétique pour promouvoir le développement des énergies renouvelables, afin qu'en 2013, la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité soit de 40 %, soit 12 000 MW. La part de l'éolien dans ce programme est de 1700 MW. En effet dans de nombreuses études, il a été mentionné qu'en Algérie, il existe de nombreux sites qui disposent d'un très bon potentiel de vent, ce qui permet d'envisager l'installation de fermes éoliennes dans le pays [1-3].

Cependant afin d'assurer la réussite du programme éolien, il est indispensable de mener au préalable des études technico économiques. Ceci fait l'objet de l'étude présentée dans cet article, où à titre d'exemple, nous avons considéré deux régions situées sur les Hauts Plateaux, Sétif et Tiaret.

Avant de présenter les résultats de cette étude, on donne un bref aperçu sur les objectifs du programme des énergies renouvelables de l'Algérie. La méthodologie adoptée consiste en l'estimation des ressources éoliennes, l'évaluation de la puissance électrique attendue. En effet, l'estimation du prix de revient du kilowattheure est ensuite décrite. Puis on présente les résultats de l'étude statistique des données vents effectuée à l'aide du logiciel WASP (Wind Atlas Analysis and Application Program), ainsi que les performances de trois modèles d'éoliennes installées dans les deux régions étudiées. Enfin, le coût de production d'électricité fournie par les trois modèles d'éoliennes est estimé en utilisant la méthode d'actualisation des coûts (Actual Present Value ou PVC).

## 2. PERSPECTIVES DE LA PRODUCTION D'ENERGIE EN ALGERIE

La figure 1 présente le programme des énergies renouvelables en Algérie [4]. Ainsi les principales phases de ce programme sont:

- En 2013, il est prévu d'installer une puissance totale d'environ 110 MW dont 10 MW pour l'éolien;
- En 2015, une puissance totale de près de 650 MW dont 20 MW pour l'éolien serait installée;
- En 2020, il est prévu l'installation d'une capacité totale d'environ 2 600 MW avec une puissance éolienne installée de 260 MW;
- En 2030, il est prévu que la capacité totale installée atteigne près de 12 000 MW dont 1700 MW pour l'éolien.

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 [4].

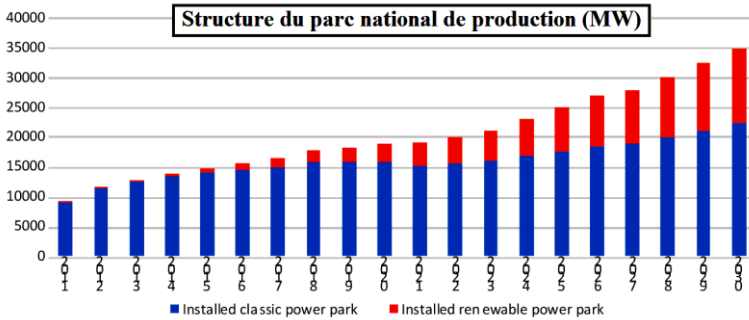


Fig. 1: Structure du parc de la production nationale en MW [4]

### 3. METHODOLOGIE

#### 3.1 Etude statistique des données vent

Pour estimer les variations de la vitesse du vent, on a utilisé la fonction de probabilité de Weibull qui est représentée par l'équation suivante [5]:

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

Où, k et c sont, le facteur de forme de Weibull et le facteur d'échelle respectivement. Ces paramètres sont déterminés à l'aide du logiciel WASP à partir de données vent tri-horaires (vitesse et direction du vent) de l'Office National de la Météorologie.

#### 3.2 Extrapolation de la vitesse du vent à différentes hauteurs

La vitesse du vent est généralement mesurée à 10 m de hauteur, alors que la hauteur d'installation des éoliennes est toujours supérieure à cette hauteur. Comme par ailleurs, la vitesse du vent augmente avec l'altitude du fait de l'existence de la couche limite atmosphérique, il est nécessaire d'extrapoler la vitesse du vent mesurée jusqu'à la hauteur de moyeu de l'éolienne. La méthode la plus couramment utilisée à cet effet est la loi de puissance [1]. Elle est exprimée par la relation suivante [2]

$$V / V_0 = (h / h_0)^n \tag{2}$$

Où V est la vitesse du vent à la hauteur 'h'; V<sub>0</sub> est la vitesse du vent à la hauteur de référence 'h<sub>0</sub>' et n est l'exposant de la loi de puissance qui dépend de la rugosité du sol. Ce coefficient peut varier de 0.05 à 0.5, mais dans la plupart des cas, il est admis que n = 0.143 (ou 1/7).

Une autre technique consiste à utiliser la fonction densité de probabilité de Weibull pour obtenir les valeurs extrapolées de la vitesse du vent à différentes hauteurs. Cette méthode, qui est adoptée dans ce travail, est basée sur les variations avec la hauteur h des paramètres de Weibull k et c. Ces derniers sont reliés à la hauteur de mesure h<sub>0</sub> par les équations suivantes [6]:

$$c(h) = c_0 (h / h_0)^z \tag{3}$$

$$k(h) = k_0 \times [1 - 0.088 \ln(h_0/10)] / [1 - 0.088 \ln(h/10)] \quad (4)$$

Où:  $k_0$  et  $c_0$  sont les facteurs de forme et d'échelle à la hauteur  $h_0$  et  $h$  est la hauteur du moyeu. L'exposant  $z$  est donné par la relation ci-dessous [6]:

$$z = [0.37 - 0.088 \ln(c_0)] / [1 - 0.088 \ln(h/10)] \quad (5)$$

### 3.3 Estimation de l'énergie électrique fournie par les aérogénérateurs

Les performances des éoliennes sont estimées avec le facteur de capacité ( $C_f$ ) qui représente la fraction de la puissance moyenne fournie par l'aérogénérateur ( $P_{e,moy}$ ) par rapport à la puissance nominale de l'éolienne ( $P_{eR}$ ). La puissance moyenne ( $P_{e,moy}$ ) et le facteur de capacité des éoliennes sont calculés en utilisant les équations suivantes, [7]:

$$cf = P_{e,moy} / P_{eR} \quad (6)$$

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

Où,  $V_c$ ,  $V_r$  et  $V_f$ , sont respectivement, la vitesse du vent de débit nul, la vitesse nominale du vent et la vitesse d'arrêt de l'éolienne.

La production annuelle d'énergie cumulée (ou annual energy production, AEP) est ensuite évaluée à l'aide de l'équation [7]:

$$E_{out} = P_{e,moy} \times 8760 \quad (8)$$

### 3.4 Estimation du coût de l'énergie

Selon [8], les principaux paramètres régissant le coût de production de l'énergie éolienne sont les suivants:

- 1 - Les coûts d'investissement (y compris les frais auxiliaires pour les fondations, le 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 - Le taux d'actualisation.

Ces facteurs peuvent varier d'un pays à l'autre et selon les régions. Cependant, parmi tous les paramètres énumérés, le prix de l'éolienne et les autres coûts d'investissement sont les plus importants. Selon [8], le coût spécifique d'une éolienne varie considérablement d'un fabricant à l'autre comme le montre le **Tableau 4**.

Le choix de l'aérogénérateur idéal est donc essentiel pour assurer la viabilité économique, alors que la production d'électricité est fortement dépendante des conditions de vent.

Plusieurs méthodes discutées dans [9], ont été utilisées dans la littérature pour le calcul du coût de l'énergie éolienne. La méthode PVC est adoptée dans ce travail parce que, (i) elle estime le développement dynamique des facteurs économiques pertinents et (ii) les différentes variables de coûts et de revenus, qui sont pris en compte indépendamment du fait que l'argent a été ou sera payé ou reçu dans le passé ou dans l'avenir, grâce à la déduction du coût accumulé en intérêt (actualisation) de l'ensemble des flux de paiement, à un temps de référence commun [9].

La valeur actuelle des coûts (PVC) est déterminée à l'aide de la relation [5]:

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

Où,  $r$ , représente le taux d'intérêt,  $i$  le taux d'inflation,  $t$  la durée de vie de l'éolienne,  $S$  les frais supplémentaires et  $C_{omr}$  les coûts d'opération, de maintenance et de réparation.

Pour estimer le PVC, les grandeurs et hypothèses suivantes sont retenues:

1. Le taux d'intérêt ( $r$ ) et le taux d'inflation ( $i$ ) sont, respectivement de 8% et 6%, [10].

2. La durée de vie ( $t$ ) de la machine est de 20 ans [9].

3. Les coûts O&M: constituent une part importante des coûts totaux annuels d'exploitation d'une éolienne, mais leur valeur n'est pas fixée. Les coûts d'exploitation varient chaque année avec les variations des taux d'inflation et d'intérêt. Cependant, il est admis qu'ils ( $C_{omr}$ ) varient de 15 à 30 % du coût total d'investissement (coût de l'éolienne + autres coûts). Dans cette étude, nous admettons que les coûts  $C_{omr}$  annuels sont de l'ordre de 25 % du coût d'investissement du système éolien étudié (prix du système / durée de vie).

4. Le facteur ( $S$ ) est un coût supplémentaire pour la plupart des fermes éoliennes, situées à proximité de zones rurales du pays. Donc les 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 élevés, comparés aux coûts qui seraient encourus si les éoliennes étaient installées dans une zone urbaine. Il est admis ici que ( $S$ ) est égal à 10 % du prix de l'éolienne.

5. L'investissement ( $I$ ) est la somme du prix de l'éolienne et d'autres coûts initiaux, y compris ceux du génie civil, des infrastructures, de l'installation et de l'intégration au réseau. Comme la plupart des projets sont exécutés dans les zones rurales, le coût des terrains et des travaux de génie civil ne sont pas élevés. Ils peuvent donc être estimés à 20 % du prix de l'éolienne.

6. Le coût de la turbine spécifique dépend de la puissance nominale du rotor éolien, mais varie selon les fabricants [9]. Nous avons choisi le coût de la turbine spécifique en considérant trois intervalles (valeurs maximales et minimales) comme on le voit dans le **Tableau 1** [9, 11].

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 de 200 kW, le coût moyen d'une éolienne est de l'ordre de 1150 \$/kW.

**Estimation du kilowattheure (kWh)-** Le coût de kWh produit (UCE) est ensuite déterminé par l'expression suivante [12]:

$$\text{UCE (\$/kWh)} = \text{PVC} / \text{AEP} \quad (10)$$

**Tableau 1:** Variation du coût des éoliennes avec la puissance nominale [9, 11]

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

## 4. RESULTATS ET DISCUSSION

### 4.1 Estimation des ressources éoliennes

Les données vent utilisées ont été obtenues auprès de l'Office National de la Météorologie (ONM). Ce sont des données tri-horaires de la vitesse et direction du vent qui correspondent à 10 années de mesures effectuées pendant la période 1981-1990 au niveau des deux sites étudiés.

Les coordonnées géographiques des deux stations de mesure de l'ONM sont indiquées dans le **Tableau 2**. La mesure de ces données a été faite à l'aide d'un anémomètre à coupelles installé sur un mât de 10 m de hauteur [13].

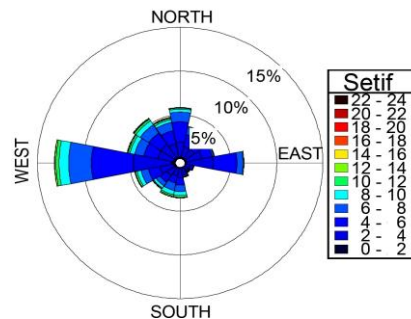
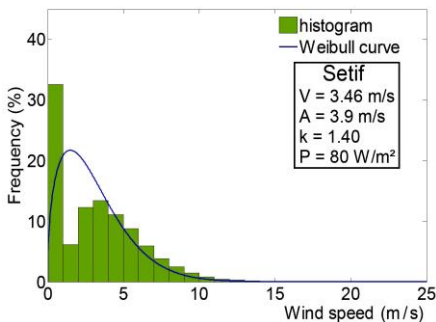
**Tableau 2:** Coordonnées géographiques des sites étudiés

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

Dans le **Tableau 3**, on représente les valeurs de la vitesse moyenne annuelle du vent, de la densité de puissance moyenne, ainsi que les paramètres  $k$  et  $c$  de Weibull résultant du traitement statistique des données de l'ONM à l'aide du logiciel WASP.

**Tableau 3:** Caractéristique du vent dans les sites sélectionnés

Site	Vitesse du vent (m/s)	Densité de puissance ( $\text{W}/\text{m}^2$ )	Energie moyenne ( $\text{kWh}/\text{m}^2$ )	$k$	$c$ (m/s)
Sétif	3.46	80	700	1.40	3.9
Tiaret	5.07	238	2084	1.48	5.8



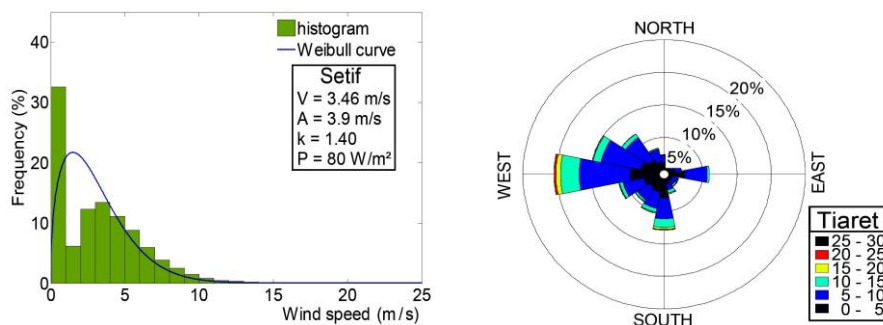


Fig. 2: Rose des vents et histogrammes des vitesses de vent à une hauteur de 10 mètres

La figure 2 montre l'historgramme de la fréquence de la vitesse du vent pour les deux sites. On peut voir que la distribution de Weibull se superpose avec l'historgramme. Cela indique que les variations de la vitesse du vent sont bien décrites. Afin de déterminer les principales directions du vent dans les régions étudiées, on représente également sur cette même figure la rose des vents. On observe que les vents dominants sont de direction Est-Ouest pour les deux régions.

Les deux régions sont donc caractérisées par une densité de puissance inférieure à 100 W/m<sup>2</sup> et supérieure à 200 W/m<sup>2</sup> à Sétif et Tiaret respectivement. Si l'on se réfère au classement PNL des sites éoliens du laboratoire Battelle-Pacific Northwest Labs, on note que la ressource éolienne à Sétif se situe dans la classe (01) ( $P < 100$ ), tandis qu'on peut conclure que la ressource éolienne dans la région de Tiaret se trouve dans la classe (04) ( $200 > P > 300$ ) [13].

#### 4.2 Extrapolation des données à différentes altitudes

Les données vent de l'ONM sont également exploitées pour déterminer les variations mensuelles des paramètres statistiques à 10 mètres de hauteur. Ces grandeurs sont ensuite extrapolées à 30, 50 et 70 m de hauteur. Les résultats obtenus sont représentés dans le **Tableau 4** et sur la figure 4.

**Tableau 4:** Extrapolation de la vitesse moyenne mensuelle et des paramètres  $k$  et  $c$  à différentes hauteurs

Sétif	10 m			30 m			50 m			70 m		
	V	k	c	V	k	c	V	k	c	V	k	c
Jan.	3.49	1.28	3.9	4.48	1.28	4.8	4.92	1.36	5.4	5.31	1.46	5.8
Fév.	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	3.92	1.41	4.3	4.92	1.44	5.4	5.41	1.53	6.0	5.85	1.58	6.5
Avr.	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
Juil.	3.61	1.61	4.0	4.58	1.73	5.1	5.06	1.86	5.7	5.49	1.92	6.2
Août	3.42	1.58	3.9	4.34	1.69	4.9	4.80	1.83	5.4	5.22	1.89	5.9
Sep.	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
Déc.	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	10 m			30 m			50 m			70 m		
	V	k	c	V	k	c	V	k	c	V	k	c
Jan.	5.74	1.44	6.5	6.92	1.43	7.6	7.53	1.46	8.3	8.00	1.51	8.9
Fév.	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
Avr.	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	1.51	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
Juil.	4.31	1.58	4.9	5.32	1.65	6.0	5.89	1.75	6.6	6.39	1.81	7.2
Août	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
Déc.	5.76	1.52	6.6	6.99	1.50	7.7	7.64	1.54	8.5	8.16	1.60	9.1

La figure 3 montre que dans les deux régions, la vitesse moyenne mensuelle du vent atteint les valeurs les plus élevées au cours de la période Novembre à Février, ainsi que pendant le mois d'Avril au cours duquel, des vitesses maximales de 6.60 m/s et 9.20 m/s à 70 m de hauteur sont observées à Sétif et Tiaret, respectivement.

Les vitesses moyennes du vent les plus faibles sont observées en Septembre avec des valeurs de 4.40 m/s et 6.02 m/s en Août à Sétif et Tiaret respectivement, toujours pour cette même hauteur de 70 mètres.

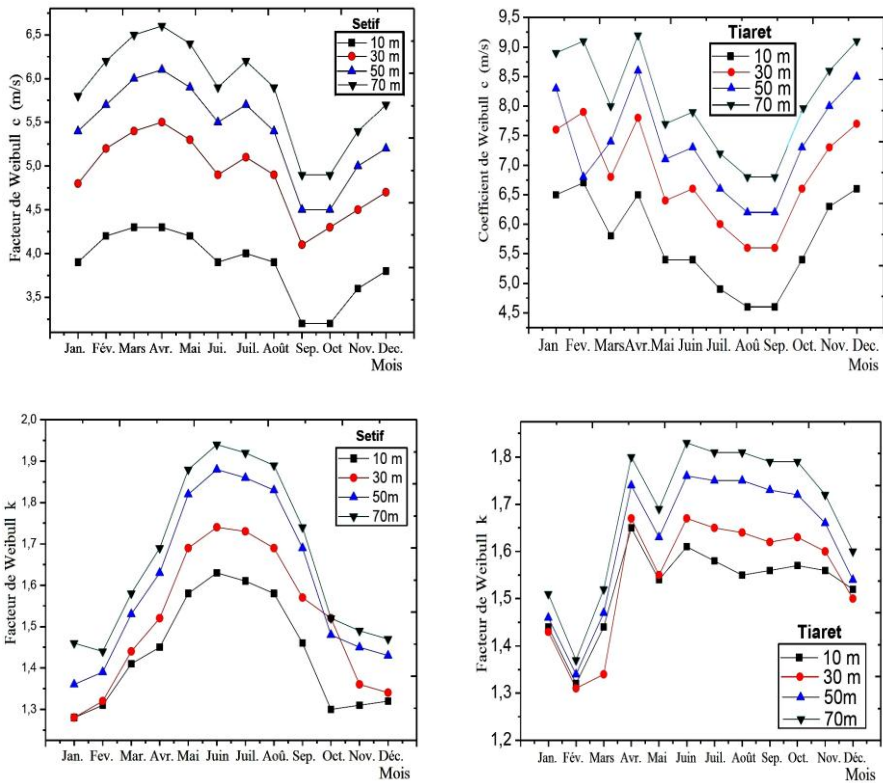


Fig. 3: Estimation des paramètres k et c à différentes hauteurs



### 4.3 Estimation de la puissance électrique fournie par les éoliennes

Trois éoliennes ont été sélectionnées pour l'estimation de la puissance électrique d'origine éolienne: Bonus 300 kW/33, Bonus 1 MW/54 et Vestas 2 MW/V80. Leur puissance nominale ( $P_R$ ) est de 300, 1000 et 2000 kW, respectivement. Les courbes de puissance  $P(V)$  de ces éoliennes sont données sur la figure 4 et leurs principales caractéristiques sont présentées dans le **Tableau 5**.

**Tableau 5:** Caractéristiques des éoliennes choisies

Caractéristiques	Bonus 300 kW/33	An Bonus 1 MW/54	Vestas 2 MW/V80
Hauteur du moyeu, m	30	50	67
Puissance nominale, kW	300	1000	2000
Diamètre du rotor, m	33.4	54.2	80
Nombre de pales	3	3	3
Surface du rotor, m <sup>2</sup>	876	876	876
Durée de vie, an	20	20	20
Vitesse de débit nul, m/s	3	3	4
Vitesse nominale, m/s	14	15	16
Vitesse d'arrêt, m/s	25	25	25

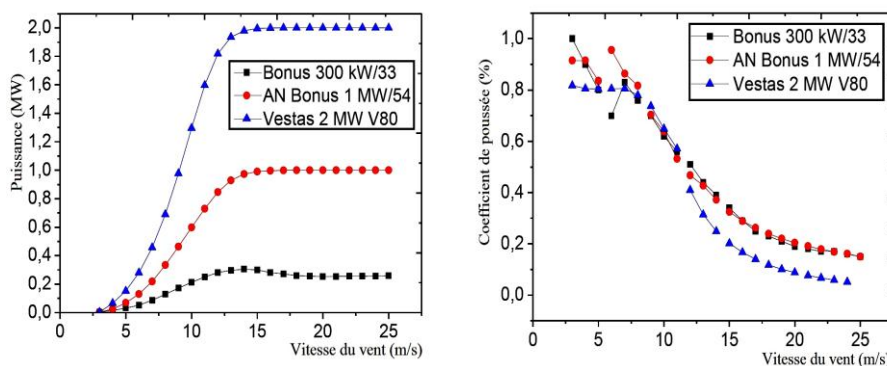


Fig. 4: Courbe de puissance et courbe du coefficient de poussée des éoliennes sélectionnées

Pour évaluer les performances annuelles des trois éoliennes dans les emplacements sélectionnés, l'énergie moyenne annuelle produite par chaque machine, ainsi que les facteurs de capacité sont calculées à l'aide des équations (6) à (8), compte tenu des vitesses caractéristiques des éoliennes  $v_c$ ,  $v_r$ ,  $v_f$  et des paramètres de Weibull  $k$  et  $c$  extrapolées à la hauteur du moyeu de l'éolienne soit 30, 50 et 70 m selon le cas.

Les résultats obtenus sont donnés dans le **Tableau 6**, montrant que la plus grande valeur de la production  $N_h$  annuelle d'énergie est de 5.81 GWh et 3235.9 MWh à Tiaret et Sétif et que l'éolienne Vestas 2MW/V80 est la plus performante. Ceci est attribué à la hauteur d'installation du moyeu qui est la plus élevée pour cette éolienne comparée à celle des deux autres (Bonus 300 kW/33 et 1000 kW/54).

L'éolienne Vestas 2MW/V80, qui produit la plus grande quantité d'énergie pour les deux zones d'étude, est donc considérée comme la meilleure des trois éoliennes pour la génération d'électricité d'origine éolienne.

**Tableau 6:** Production annuelle d'énergie calculée

Site	Bonus 300 kW/33			Bonus 1 MW/54			Vestas 2 MW V80		
	AEP	F <sub>c</sub>	Nh	AEP	F <sub>c</sub>	Nh	AEP	F <sub>c</sub>	Nh
<b>Sétif</b>	382	14.53	1273	1.23	14.04	1230	3.08	15.57	1540
<b>Tiaret</b>	751	28.57	2979	2.49	28.42	2985	5.81	33.16	2905

AEP: Production annuelle d'électricité; F<sub>c</sub>: Facteur de capacité; Nh: Nombre d'heures de fonctionnement.

La production annuelle d'une éolienne est aussi exprimée par le facteur de capacité de la turbine. Selon [13], la valeur de ce facteur est généralement affectée par la nature intermittente du vent, la disponibilité de la machine et le rendement de la turbine. Il varie habituellement de 20 à 70 %.

Les valeurs obtenues pour ce coefficient sont données dans le **Tableau 6**, qui montre que le facteur de capacité le plus élevé est obtenu avec l'éolienne Vestas 2MW/V80 avec des valeurs de 17.57 % et 33.16 % pour Sétif et Tiaret. Les valeurs les plus faibles de ce facteur de capacité correspondent à celles de l'éolienne Bonus 1 MW/54 avec des valeurs de 14.04 % et 28.42 % à Sétif et Tiaret. Ceci permet de noter que le facteur de capacité ne dépend pas essentiellement de la taille de l'éolienne.

#### 4.4 Coût de l'électricité éolienne

Les coûts du kilowattheure (kWh) produit par les trois éoliennes installées sur les deux sites étudiés sont évalués à l'aide des relations (10) et (11), compte tenu de la production annuelle estimée précédemment avec les ressources éoliennes disponibles dans chaque région. Ce calcul est effectué pour les valeurs maximales et minimales du coût spécifique des éoliennes (**Tableau 4**).

Les résultats obtenus sont représentés sur la figure 5 qui montre que la plus faible valeur du coût de l'électricité éolienne varie de 0,0342 \$/kWh à 0.0547 \$/kWh. Cette valeur est obtenue pour l'éolienne Vestas 2 MW/V80 avec les ressources éoliennes de la région de Tiaret. Le coût d'électricité éolienne le plus élevé varie de 0,0806 \$/kWh à 0.129 \$/kWh. Cette dernière valeur est obtenue pour l'éolienne Bonus1 MW/54 avec les ressources éoliennes de Sétif.

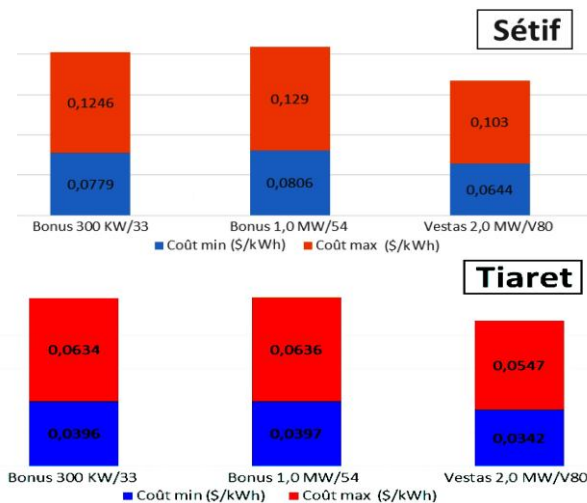


Fig. 5: Estimation des coûts du kilowattheure pour les régions étudiées

Ces résultats montrent que la réalisation d'un parc éolien dans la région de Tiaret peut être considéré comme économiquement viable notamment si l'on considère des éoliennes dont le coût est le plus bas. En effet, selon la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG), le prix du kilowattheure d'électricité d'origine classique vendu aux particuliers varie de 2.00 à 3.20 DA/kWh [4] soit 0.0252 à 0.0404 \$/kWh.

Quant à la région de Sétif, où les vitesses de vent sont plus faibles, la plus faible valeur du coût du kWh calculé ici reste supérieure à celle des tarifs actuels de vente. La production d'électricité d'origine éolienne serait rentable et adapté pour les applications électriques et mécaniques non-connectés au réseau de distribution public. En effet, dans les zones rurales où le réseau électrique n'est pas disponible, l'utilisation des systèmes éoliens autonomes avec batterie de stockage et des éoliennes de pompage de l'eau (usages domestiques et d'irrigation) sont plus rentables que les générateurs diesel. Cependant l'existence de microclimats pourrait montrer que la région serait favorable à l'implantation de fermes éoliennes.

## CONCLUSION

Nous avons présenté les résultats d'une étude portant sur l'estimation du coût du kilowattheure que fourniraient trois types d'éoliennes installées dans les régions de Tiaret et Sétif. Après une estimation des ressources éoliennes disponibles dans les deux régions étudiées, nous avons évalué la puissance attendue, puis le coût du kWh. Les résultats obtenus ont montré que:

- La vitesse moyenne annuelle est de 3.46 m/s à Sétif et 5.07 m/s à Tiaret, à 10 mètres de hauteur.
- La valeur de la vitesse moyenne du vent maximale est observée en Avril. Les vents sont les plus faibles en Septembre-Octobre.
- Les vents dominants sont de direction Est-Ouest pour les deux régions.
- Les productions d'électricité que pourraient fournir trois types d'éoliennes ont été comparées. Il apparaît que l'éolienne de Vestas 2MW/V80 dont la hauteur de moyeu est de 80 mètres est celle qui produit le plus d'énergie. Pour le site de Tiaret, le facteur de capacité, la puissance annuelle et la production d'énergie les plus élevés sont de 33.16 %, 623 kW/an et 5,81 GWh, respectivement avec une durée de fonctionnement de 2 905 heures/an.
- Le coût minimum moyen par kWh a été obtenu à Tiaret de 0.0342 \$/kWh avec le modèle de Vestas 2 MW/V80. Le coût moyen le plus élevé est obtenu à Sétif de 0.1048 \$/kWh avec le modèle Bonus 1000 kW/54.

D'après ces valeurs, on conclure que pour le site de Sétif, la production d'électricité éolienne, avec des aérogénérateurs de puissances, n'est pas économique. Des applications électriques et mécaniques non-connectés au réseau (pompage de l'eau, recharge des batteries) seraient plus adaptées. Par contre la réalisation d'un parc éolien dans la région de Tiaret peut être considérée.

## REFERENCES

- [1] 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.

- [2] R. Hammouche, '*Atlas Vent de l'Algérie*', ONM, Office des Publications Universitaires, 'OPU', Alger, 1990.
- [3] N. Kasbadji Merzouk and M. Merzouk, '*Efficiency of Three Wind Turbines Installed on High Plains Region of Algeria*', *Procedia Engineering*, Vol. 33, pp. 450 – 457, 2012.
- [4] Report, '*Ministry of Energy and Mines: Program for Renewable Energy and Energy Efficiency*', Designed and printed by Satinfo, Sonelgaz Group Company, March 2011
- [5] A.S. Ahmed Shata and R. Hanitsch, '*Evaluation of Wind Energy Potential and Electricity Generation on the Coast of Mediterranean Sea in Egypt*', *Renewable Energy*, Vol. 31, N°8, pp. 1183 – 1202, 2006.
- [6] B. Safari and J. Gasore, '*A Statistical Investigation of Wind Characteristics and Wind Energy Potential Based on the Weibull and Rayleigh Models in Rwanda*', *Renewable Energy*, Vol. 35, N°12, pp. 2874 – 2880, 2010.
- [7] M Gökçek and S.M. Genc, '*Evaluation of Electricity Generation And Energy Cost of Wind Energy Conversion Systems (WECSs) in Central Turkey*', *Applied Energy*, Vol. 86, N°12, pp. 2731 – 2739, 2009.
- [9] Document, '*Office National de la Météorologie*', AIP Algérie Gen 3-5-1, Février 2012.
- [10] S. Diaf and G. Notton, '*Evaluation of Electricity Generation and Energy Cost of Wind Energy Conversion Systems in Southern Algeria*', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 23, pp. 379 – 390, 2013.
- [11] Tutorial WAsP: '*WAsP 10*', Help Facility and On-line Documentation.
- [12] V. Gass, J. Schmidt, F. Strauss and E. Schmid, '*Assessing the Economic Wind Power Potential in Austria*', *Energy Policy*, Vol. 53, pp. 323 – 330, 2013.
- [13] E. Hau, '*Wind Turbines Fundamental, Technologies, Applications, Economics*', Second edition Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, 752–772, 2006.
- [14] O.S. Ohunakin and A.O. Akinnawonu, '*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>., 2011.