

Etude de faisabilité technico-économique de fermes éoliennes en Algérie

Ali Derai ¹, Abdelhamid Kaabeche ² et Said Diaf ²

¹Département de Physique, Faculté des Sciences
Université M'Hamed Bougara, Boumerdes

²Centre de Développement des Energies Renouvelables, CDER
B.P. 62, Route de l'Observatoire, Bouzaréah, 16340, Alger, Algérie

(reçu le 27 Décembre 2017 - accepté le 28 Décembre 2017)

Résumé - Le travail présenté dans cet article porte sur l'étude de faisabilité technico-économique de fermes éoliennes en Algérie. Cette étude est basée sur l'utilisation de données de vitesses de vent fournies par le logiciel Meteonorm. Ces données sont générées à partir de données réelles mesurées au niveau des stations météorologiques. Pour les besoins de l'étude, on a choisi seize (16) sites algériens représentant les quatre régions du pays à savoir: la région côtière, la région de l'atlas tellien, la région des hauts plateaux et enfin la région saharienne. Les données utilisées sont collectées sur la décennie 2000-2009. Leur traitement statistique a été effectué avec le logiciel WAsP et le logiciel Windographer. Pour mieux valoriser cette étude, six (06) modèles d'aérogénérateurs disponibles dans le commerce ont été retenus à savoir, Gamesa G58 0.5MW, Vergnet GEV HP 1.0MW, GE 1.5-77 1.5MW, Gamesa G1142.0MW, Enercon E-82 E2 2.0MW et Vestas 2.0 MW/V90. Nous avons évalué leurs performances en utilisant deux indicateurs de rentabilité économique et énergétique à savoir: le facteur de capacité et l'énergie annuelle produite par chaque type d'aérogénérateur et ce, pour les 16 sites. Sur le plan économique, on a évalué tous les coûts liés à l'achat et installation des éoliennes, l'infrastructure nécessaire pour le raccordement au réseau, sans oublier les opérations d'exploitation et de maintenance en utilisant la méthode du PVC (Présent Value Cost). Cela permettra d'obtenir le coût du kWh pour sélectionner le site le plus approprié au projet.

Abstract - The work presented in this article focuses on the technical-economic feasibility study of wind farms in Algeria. This study is based on the use of wind speed data provided by Meteonorm software. These data are generated from actual data measured at the weather stations. For the purposes of the study, we chose sixteen (16) Algerian sites representing the four regions of the country, namely: the coastal region, the Tell Atlas region, the highlands region and finally the Saharan region. The data used are collected over the 2000-2009 decade. Their statistical processing was done with WAsP software and Windographer software. To improve the value of this study, six (06) models of commercially available wind turbines have been chosen namely, Gamesa G58 0.5MW, Vergnet GEV HP 1.0MW, GE 1.5-77 1.5MW, Gamesa G114 2.0MW, Enercon E-82 E2 2.0MW and Vestas 2.0 MW/V90. We evaluated their performance using two economic and energy efficiency indicators, namely: the capacity factor and the annual energy produced by each type of wind turbine, for the 16 sites. economically, all costs related to the purchase and installation of the wind turbines, the infrastructure required for connection to the grid, as well as the operation and maintenance operations using the PVC method were evaluated (Present Value Cost). This will provide the cost of kWh to select the most suitable site for the project.

Mots clés: Parc éolien - Coût du kWh d'énergie produite 'LCOE' - Energie annuelle produite 'AEP' - Optimisation - Facteur de capacité, 'Fc'.

1. INTRODUCTION

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

Néanmoins, l'histoire réserve parfois des surprises. En effet, face à la crise énergétique que connaît le monde, particulièrement pour les sources dites conventionnelles, telles que le pétrole, le gaz, le charbon, etc..., de plus, la crainte d'une pollution de plus en plus évidente, a permis à l'énergie éolienne de reprendre sa place de choix. Pour preuve, cette dernière décennie a connu un grand développement dans le domaine de l'énergie éolienne à travers l'élargissement de l'installation d'aérogénérateurs pour la production électrique. De même que pour le pompage de l'eau dans le domaine de l'agriculture et beaucoup d'autres applications. L'énergie éolienne se développe à un rythme soutenu dans presque tous les pays du monde.

Aujourd'hui, une puissance mondiale d'énergie éolienne installée est de 432 419 MW, fin 2015 contre 370 000 en 2014, enregistrant une croissance de 17 %. Pour rappel, il y a 10 ans, en 2005, la puissance du parc éolien était de 59 084 MW [1]. La croissance de l'énergie éolienne ne cesse de progresser.

Actuellement, la puissance éolienne totale installée en Algérie est faible. Cependant, une première ferme éolienne de 10 MW de puissance vient d'être installée à Adrar. Le ministère de l'énergie et des mines a projeté, dans son programme de développement des Energies Renouvelables, d'installer d'autres centrales éoliennes d'une puissance totale de 1000 MW à moyen terme, pour atteindre les 5000 MW à l'horizon 2030. Ce programme prévoit aussi de lancer l'industrialisation de certains éléments ou composants d'aérogénérateurs, tels que les pales. Ceci étant pour la production d'électricité, qu'en est-il de l'une des premières applications de l'énergie éolienne, [2].

Les projets éoliens sont des opérations longues dans le temps, et qu'ensuite les éoliennes produisent pendant plus de 20 ans. Les projets éoliens sont aussi de grosses opérations financières avec un investissement initial très lourd: typiquement de l'ordre de 12 millions d'euros pour un parc de 05 éoliennes de 2 MW. Le montage financier repose sur le potentiel qui est calculé avant l'installation des éoliennes à partir de mesures de vent réalisées sur le site.

Ce chiffre est utilisé pour calculer les revenus futurs générés par la vente de l'électricité et donc la rentabilité finale du projet. Si les éoliennes une fois installées produisent moins que prévu, c'est toute la rentabilité du projet éolien qui est remise en question, surtout si ces écarts perdurent pendant les 20 ans d'exploitation du parc.

Outre des revenus amoindris, la surestimation du potentiel est perçue comme un risque accru pour les investisseurs qui renoncent alors à investir dans de nouveaux projets, ou augmentent les intérêts des prêts. Tout cela nuit au développement de la filière et c'est pourquoi il est crucial d'estimer correctement la ressource éolienne des sites [3].

Ainsi le travail présenté dans cet article porte sur l'étude de faisabilité technico-économique de fermes éoliennes en Algérie. Cette étude est basée sur l'utilisation de données de vitesses de vent fournies par le logiciel Meteonorm. Pour les besoins de l'étude on a choisi seize (16) sites algériens représentant les quatre régions du pays à savoir: la région côtière, la région de l'Atlas Tellien, la région des Hauts Plateaux et enfin la région Saharienne.

2. MODELISATION MATHEMATIQUE

2.1 La distribution de Weibull

Un outil très utilisé pour déterminer le potentiel énergétique en un point géographique est la distribution suivant la loi de probabilité de Weibull. Cette distribution permet de tracer la densité de probabilité de l'occurrence d'une valeur de vitesse de vent sur une période de temps (année, mois...).

Comme il est ardu de manipuler l'ensemble des données relatives à une distribution de la fréquence du vent, il serait plus convenable pour des considérations théoriques, de modéliser l'histogramme des fréquences des vitesses du vent par une fonction mathématique continue que par une table de valeurs discrète.

On peut donc opter pour le modèle de Weibull. En effet, pour des périodes allant de quelques semaines jusqu'à une année, la fonction de Weibull représente raisonnablement les vitesses observées [4].

Il s'agit d'une fonction de densité de probabilité, s'exprimant sous la forme:

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

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

$$F(v) = \int f(v) \cdot dv = 1 - \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right) \quad (2)$$

Les paramètres de Weibull peuvent être calculés par les deux expressions suivantes:

$$k = \left[\frac{\sigma}{v_m}\right]^{-1.086} \quad (1 \leq k \leq 10) \quad (3)$$

$$c = \frac{v_m}{\Gamma(1 + 1/k)} \quad (4)$$

avec v_m , σ , et Γ , respectivement, la vitesse moyenne du vent, l'écart type de la distribution et la fonction gamma, définies par:

$$v_m = \frac{1}{N_0} \sum_{i=1}^n v_i \quad (5)$$

$$\sigma = \left(\frac{1}{N_0 - 1} \cdot \sum_{i=1}^n (v_i - v_m)^2 \right)^{0.5} \quad (6)$$

$$\Gamma(x) = \int_0^\infty t^{x-1} e^{-t} dt \quad (7)$$

avec $f(v)$ la fréquence d'occurrence de la vitesse de vent v . N_0 est le nombre d'observations. Les deux paramètres de Weibull sont le paramètre d'échelle c , représentatif de la valeur pour laquelle la fonction admet un maximum, et le paramètre de forme k , représentatif de la dissymétrie de la fonction [6-8].

Pour $k = 3.6$, on obtient l'approximation d'une distribution gaussienne. Pour $k = 1$, on obtient une loi exponentielle [5] et on obtient la distribution de Rayleigh qui est un cas particulier de la distribution de Weibull pour $k = 2$ [9].

La figure 1 présente un exemple de distribution de Weibull pour le paramètre d'échelle $c = 6$ m/s et différents paramètres de forme k entre 1.4 et 2.6.

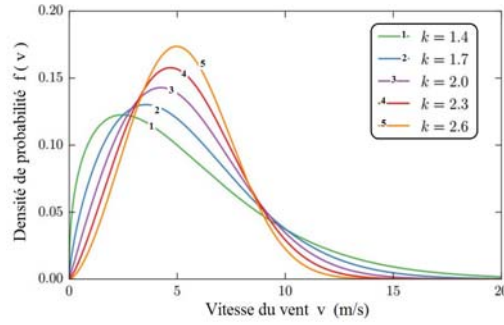


Fig. 1: Exemples de distributions de Weibull pour le paramètre d'échelle $c = 6 \text{ m/s}$ et différents paramètres de forme k entre 1.4 et 2.6

2.2 Extrapolation verticale de la vitesse du vent

Pour des applications pratiques, comme pour le cas en génie énergétique éolien, l'estimation de la puissance moyenne produite par un aérogénérateur passe nécessairement par la connaissance de la vitesse du vent à la hauteur de son moyeu. Pour obtenir des données de vitesses du vent à une hauteur désirée (Z), on doit procéder à une extrapolation verticale des vitesses du vent mesurées généralement à la hauteur normalisée de 10 mètres du sol (z_a), au moyen du modèle de puissance et dont le principe est illustré sur la figure 2.

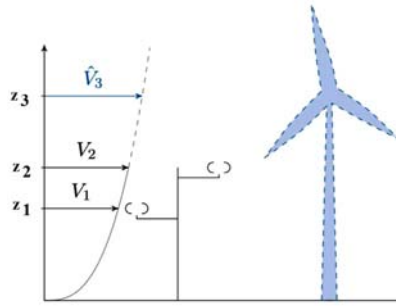


Fig. 2: Principe de l'extrapolation verticale

Le mât de mesure permet de mesurer le vent V_1 et V_2 , aux altitudes z_1 et z_2 . Le profil mesuré est modélisé par une loi et extrapolé à la hauteur z_3 , hauteur du moyeu de l'éolienne

2.2.1 Loi en puissance

L'expression de la loi en puissance est donnée par la relation suivante [11]:

$$v(z) = v(z_a) \left(\frac{z}{z_a} \right)^\alpha \quad (8)$$

Suite à leurs travaux sur le potentiel éolien au Maroc, Nfaoui *et al.* [68, 69], ont proposé une expression permettant l'estimation du coefficient α en fonction de la rugosité. Elle est donnée par:

$$\alpha = \frac{(x - 0.088 \ln(v(z_a)))}{\left(1 - 0.088 \ln\left(\frac{z_a}{10}\right) \right)} \quad (9)$$

Où, $x = 0.25$ pour $z_0 \in (0 - 0.005 \text{ m})$; $x = 0.31$ pour $z_0 \in (0.005 - 0.05 \text{ m})$; $x = 0.37$ pour $z_0 \in (0.05 - 0.5 \text{ m})$; $x = 0.48$ pour $z_0 \in (0.5 - 4 \text{ m})$; z_0 : Rugosité du sol (m).

On remarque que le facteur α varie en fonction de la classe de rugosité.

En vue de connaître la densité de puissance éolienne disponible à une hauteur désirée (hauteur du moyeu d'une éolienne), on doit procéder à une extrapolation verticale de densité de puissance, pour une hauteur moins de 100 mètres, la densité de puissance éolienne au-dessus du niveau du sol, peut être déterminée par la relation suivante:

$$P(z) = P(z_a) \left(\frac{z}{z_a} \right)^{3\alpha} \quad (10)$$

Où, $P(z_a)$ est la densité de puissance disponible dans le vent à la hauteur du 10 m (hauteur de l'anémomètre) et α est le coefficient de rugosité.

2.3 Extrapolation verticale des paramètres de Weibull

L'extrapolation verticale des données de vent à long terme, comprenant entre autres l'extrapolation verticale des deux paramètres de Weibull qui se fait suivant le modèle de la loi de puissance. Ainsi, pour des valeurs de c_1 et k_1 calculées à hauteur z_1 , les valeurs c_2 et k_2 à une autre hauteur z_2 peuvent être estimées en utilisant des différents modèles.

Justus et al. [12] ont proposé une expression pour l'exposant de la loi de puissance permettant l'extrapolation des paramètres de Weibull c_1 et k_1 et calculées à hauteur z_1 vers un niveau z_2 et donnée par

$$k_2 = k_1 \left(\frac{1 - 0.0881 \log \left(\frac{z_1}{10} \right)}{1 - 0.0881 \log \left(\frac{z_2}{10} \right)} \right) \quad (11)$$

$$C_2 = C_1 \cdot \left(\frac{z_1}{z_2} \right)^n \quad (12)$$

avec

$$n = \frac{0.37 \times 0.0881 \log C_1}{1 - 0.0881 \log \left(\frac{z_1}{10} \right)} \quad (13)$$

n , vecteur scalaire

2.4 Extrapolation verticale de la vitesse moyenne

En raison de l'étroite corrélation entre la vitesse moyenne du vent et le paramètre d'échelle de Weibull, les relations qui servent à extrapoler la vitesse instantanée du vent, peuvent être appliquées pour approximer la vitesse moyenne $\overline{v_2}$, à partir d'une vitesse moyenne $\overline{v_1}$ connue à hauteur Z_1 où [13]:

$$\frac{\overline{v_2}}{\overline{v_1}} = \left(\frac{Z_2}{Z_1} \right) \quad (14)$$

2.5 Densité de puissance moyenne

La meilleure façon d'évaluer la ressource éolienne disponible sur un site donné est le calcul de la densité de puissance du vent. Indiquant l'énergie disponible sur le site après la conversion en électricité à la sortie d'un aérogénérateur.

L'énergie éolienne par unité de surface P/S en W/m^2 , ou de la densité d'énergie éolienne. Sachant que la puissance du vent qui s'écoule à la vitesse V à travers une voilure est donnée par la relation suivante:

$$P = \frac{1}{2} \rho V^2 \quad (15)$$

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

$$\bar{P} = \frac{1}{2} \rho \cdot v_m^2 \quad (16)$$

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

L'équation 17, montre que la densité de puissance moyenne est proportionnelle à la moyenne du cube de la vitesse du vent, v_m^2 définie par:

$$v_m^2 = \int_0^\infty v^2 f(v) dv \quad (17)$$

Partant d'un format de distribution de fréquence, la vitesse cubique moyenne peut être déterminée par [10]:

$$v_m^3 = \sum_{i=1}^p f_i \cdot v_i^3 \quad (18)$$

En remplaçant l'équation (20) dans (19), la densité de puissance moyenne devient:

$$\bar{P} = \frac{1}{2 N_0} \rho \sum_{i=1}^p n_i \cdot v_i^3 = \frac{1}{2} \rho \sum_{i=1}^p f_i \cdot v_i^3 \quad (19)$$

Où, N_0 est le nombre d'observations, n_i , est le nombre d'observations de la $i^{\text{ème}}$ classe de vitesse, v_i est la vitesse médiane du vent de la $i^{\text{ème}}$ classe, f_i est la fréquence d'occurrences des vitesses appartenant à la $i^{\text{ème}}$ classe.

Alternativement, la densité de puissance moyenne peut être déterminée à partir des paramètres de Weibull k et c , ainsi que la fonction gamma. Son expression mathématique est:

$$\bar{P} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot c^3 \cdot \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (20)$$

En vue de connaître la densité de puissance éolienne disponible à une hauteur désirée (hauteur du moyeu d'une éolienne), on doit procéder à une extrapolation verticale des paramètres de Weibull généralement calculés à la hauteur normalisée de 10 mètres du sol [14, 16].

2.6 Estimation de l'énergie générée par une éolienne

Pour estimer l'énergie générée par une éolienne, nous utilisons la méthode histogramme, où l'on effectue une superposition de la courbe de réponse énergétique en kW, de l'histogramme de fréquences d'occurrence des classes de vent en % heures par mois et l'on multiplie terme à terme. Nous obtenons ainsi l'énergie générée en kWh.

$$E = \sum_{i=0}^n P(v_i) \cdot f_i(v_i) \cdot N \quad (21)$$

Avec, N est le nombre d'heures par année, $P(v_i)$ est la puissance effective de l'éolienne à une vitesse v_i , $f_i(v_i)$ est la probabilité à une vitesse v_i et enfin n est le nombre d'intervalle.

2.7 Facteur de capacité C_f

Une autre façon de connaître la production annuelle d'énergie d'une éolienne est de considérer son facteur de capacité sur le site où elle est située. Le facteur de capacité est la puissance de sortie annuelle divisée par la production théorique maximale de l'éolienne si elle fonctionnait à sa puissance nominale (maximale) pendant l'ensemble des 8760 heures de l'année. Les facteurs de capacité peuvent varier de 0 à 100 %, mais en pratique ils se situent entre 20 à 70 %, et le plus souvent entre 25 et 30 %.

$$C_f = \frac{AEP}{P_n (8760)} \quad (22)$$

AEP , Production annuelle d'énergie cumulée (ou Annual energy production);

P_n , Puissance nominale de l'éolienne.

3. ANALYSE ECONOMIQUE

La viabilité économique des projets d'énergie éolienne dépend de sa capacité à produire de l'électricité à un faible coût d'exploitation par unité d'énergie, une estimation précise de tous les coûts survenant au cours de la durée de vie du système. Différentes méthodes sont généralement utilisées pour estimer le coût d'exploitation d'une unité d'énergie produite par le système de conversion d'énergie éolienne.

3.1 La méthode de calcul

Le coût de production moyen de l'électricité d'origine éolienne a été calculé à partir de la formule générale du 'Levelized Cost Of Energy' or present value cost' (LCOE ou bien PVC) reconnue au niveau international. Avec cette formule, les coûts de production dits 'complets' (LCOE) correspondent, selon l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) à 'la valeur présente de la somme des coûts actualisés divisés par la production totale ajustée à sa valeur temps économique.

Une autre façon de considérer ce coût est de dire qu'il est égal au coût de production moyen actualisé intégrant les dépenses opérationnelles et le coût d'investissement pendant la phase d'exploitation d'un parc éolien. [15]

Les principaux paramètres régissant le coût de production de l'énergie éolienne sont les suivants [3]:

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. Le coût spécifique d'une éolienne varie considérablement d'un fabricant à l'autre.

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.

La méthode PVC est adoptée dans ce travail parce qu'elle estime le développement dynamique des facteurs économiques pertinents et les différentes variables de coûts et de revenus, qui sont pris en compte indépendamment du fait que l'argent a été ou sera payé ou reçu dans le passé ou 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.

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

$$PVC = C_i + C_{omr} \times \left(\frac{1+i}{r-i} \right) \times \left(1 - \left(\frac{1+i}{1+r} \right)^t \right) \times \left(\frac{1+i}{1+r} \right)^t \quad (23)$$

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 %.
2. La durée de vie (t) de la machine est de 20 ans [16].
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'éolien + autre coût). 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.
6. 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. Ils peuvent être estimés à 20 % du prix de l'éolienne.
7. Le coût de la turbine spécifique dépend de la puissance nominale du rotor éolien, mais varie selon les fabricants [3]. Nous avons choisi le coût de la turbine spécifique en considérant trois intervalles (valeurs maximales et minimales) comme on le voit dans le tableau ci-dessous.

3.2 Estimation du coût du kilowattheure d'énergie (kWh)

Le coût de kWh produit (LCOE) est déterminé par l'expression suivante [17]:

$$\text{LCOE } (\$/\text{kWh}) = \text{PVC} / \text{A.E.P}_t \quad (24)$$

Dans le **tableau 1** [17], on constate que le coût par kW diminue avec l'augmentation de la taille de l'éolienne. Pour la taille de la machine ci-dessous de 200 kW, le coût moyen d'une éolienne est de l'ordre de 1150 \$/kW.

Tableau 1: Variation du coût des éoliennes avec la puissance nominale [17]

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

Le coût de la turbine dépend de la puissance nominale, mais varie également selon les fabricants. Ainsi, le choix du coût de la turbine peut être fait en considérant un intervalle de bande (valeurs maximales et minimales). Le **tableau 1** présente le coût des éoliennes pour différentes gammes de tailles. Comme on peut le voir dans ce tableau, le coût par kW diminue avec l'augmentation de la taille de l'éolienne. Pour la taille de la machine supérieure à 200 kW, le coût de la turbine peut être considérée comme 1150 \$/kW (la moyenne entre un minimum de 700 \$/kW et un maximum de 1600 \$/kW). [17]

4. RESULTATS ET DISCUSSION

Les vitesses et directions du vent mesurées au niveau des stations météorologiques ont été exploitées pour générer des données pour n'importe quel site et ce, grâce au logiciel Météonorm. Les coordonnées géographiques des différentes stations de mesure sont présentées dans le **Tableau 2**. L'étude a été effectuée avec des données vent horaires mesurées en continu sur 10 ans (valeurs moyennes sur 10 ans (2000-2009)). Toutes les mesures ont été effectuées à 10 mètres de hauteur (hauteur du mât de mesure).

4.1 Etude statistique des données

Dans un premier temps, nous avons procédé à une analyse statistique du potentiel éolien, en utilisant les données météorologiques. Ces données ont été présentées sous forme d'histogramme (distribution empirique) et comparées avec fournies par le modèle de Weibull à deux paramètres.

Région côtière

Dans cette partie, quatre sites ont été choisis, qui sont: les Sites d'Alger, Bejaia, Annaba et Oran. La figure 3 représente les distributions annuelles des fréquences des vitesses du vent, avec les distributions de Weibull correspondantes des 04 sites étudiés. On voit bien la correspondance du modèle théorique avec les données mesurées.

Tableau 2: Liste des sites utilisés dans cette étude

Station	Longitude (deg.)	Latitude (deg.)	Altitude (m)	Situation topographique
Alger	03°15'E	36°43'N	24	Côte
Annaba	07°48'E	36°49'N	4	Côte
Bejaia	05°03'E	36°42'N	2	Côte
Oran	00°37'W	35°38'N	90	Côte
Constantine	06°37'E	36°07'N	694	Atlas tellien
Miliana	02°14'E	36°18'N	715	Atlas tellien
Tébessa	08°07'E	35°25'N	820	Atlas tellien
Tlemcen	01°17'W	34°57'N	592	Atlas tellien

Djelfa	03°15'E	34°40'N	1144	Hauts plateaux
El Bayadh	01°00'E	33°40'N	1347	Hauts plateaux
Sétif	05°15'E	36°11'N	1038	Hauts plateaux
Tiaret	01°28'E	35°21'N	1127	Hauts plateaux
Adrar	00°16'W	27°52'N	263	Sahara
Ghardaïa	03°48'E	32°24'N	450	Sahara
In Amenas	09°37'E	28°03'N	562	Sahara
Tindouf	08°06'W	27°40'N	431	Sahara

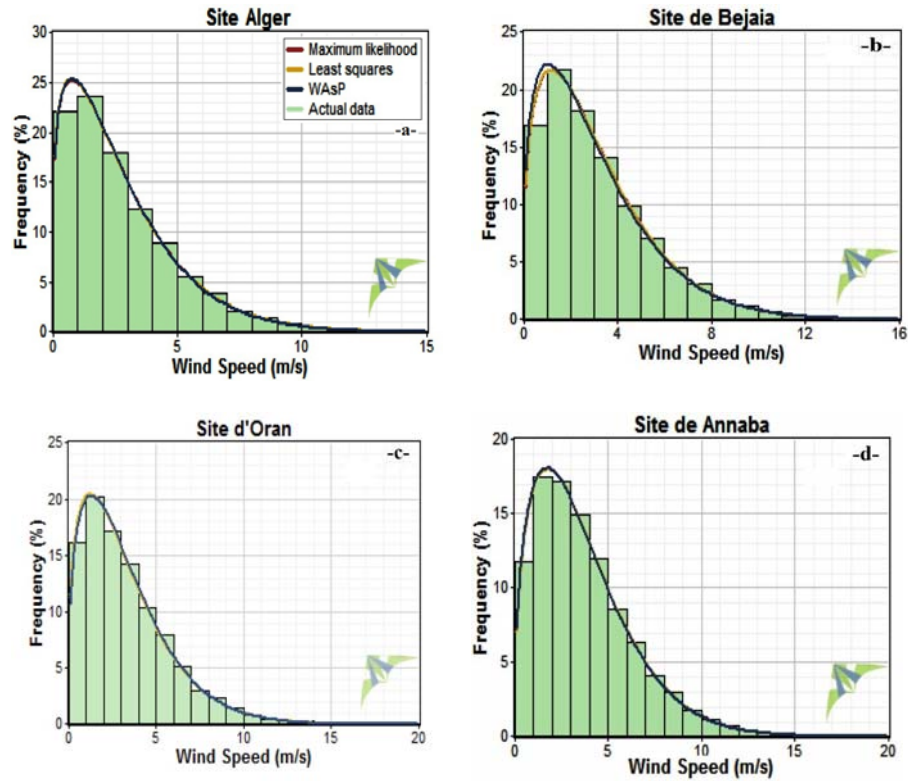


Fig. 3: Distributions annuelles des vitesses de vent et distributions de Weibull correspondantes.
(a) Alger (b) Bejaia (c) Oran(d) Annaba

Le **tableau 3** présente les résultats du calcul des paramètres de Weibull pour la région côtière en utilisant trois différentes méthodes qui sont: la méthode de maximum de vraisemblance (Maximum like lihood), la méthode de Moindres Carrés (Least squares) et la méthode du logiciel (WAsP wind atlas analysis and application program) qui est basée sur la méthode graphique.

Le facteur d'échelle c , est faible dans les 04 sites, avec une valeur inférieure à 4 m/s pour les sites d'Alger, Bejaia et Oran, et égale à 4.06 m/s pour le site d'Annaba. Le facteur de forme est inférieur à 2, ce qui signifie que la vitesse du vent dans les 04 sites est très variable ou que le vent est dispersé.

On constate bien également, que la distribution de Weibull se superpose avec l'histogramme dans le cas des 04 méthodes. Cela indique que les variations de la vitesse du vent des divers sites sont ajustées par le modèle de Weibull.

Tableau 3: Résultats des paramètres de Weibull pour la région côtière

Méthodes	Paramètres de Weibull							
	ALGER		ANNABA		BEJAIA		ORAN	
	k	C (m/s)	k	C (m/s)	k	C (m/s)	k	C (m/s)
Maximum likelihood	1.243	2.939	1.427	4.083	1.327	3.386	1.329	3.580
Least squares	1.233	2.936	1.431	4.086	1.323	3.381	1.322	3.577
WAsP	1.245	2.938	1.423	4.066	1.294	3.316	1.347	3.609

Région de l'Atlas tellien

Dans cette partie du Tell au Nord de l'Algérie, quatre sites ont été choisis, Tlemcen, Constantine, Tébessa et Miliana.

La figure 4 représente les distributions annuelles des fréquences des vitesses du vent, avec les distributions de Weibull des 4 sites étudiés. On voit bien la correspondance du modèle théorique avec les données mesurées.

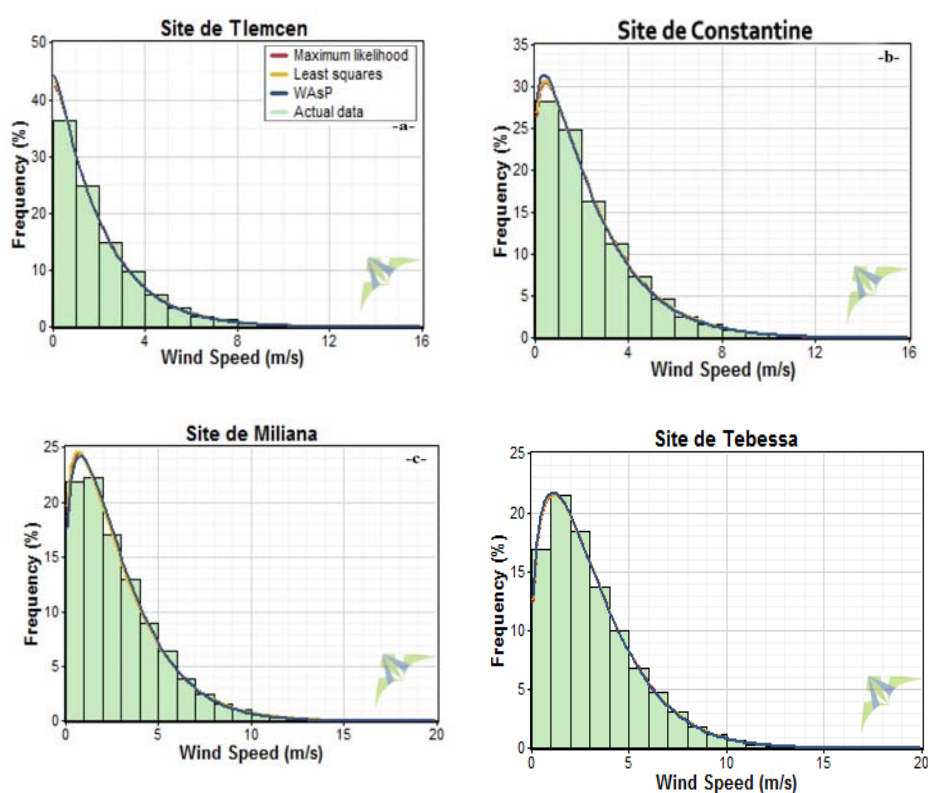


Fig. 4: Distributions annuelles des vitesses de vent et distributions de Weibull correspondantes
(a) Tlemcen (b) Constantine (c) Site de Miliana (d) Tébessa

Le **tableau 4** présente les résultats du calcul des paramètres de Weibull pour la région de l'Atlas tellien en utilisant les mêmes méthodes.

Le facteur d'échelle c , est faible dans les 04 sites, avec des valeurs qui n'atteignent même pas les 4 m/s.

Tableau 4: Résultats des paramètres de Weibull pour la région de l'Atlas Tellien

Méthodes	Paramètres de Weibull							
	Tlemcen		Constantine		Tébessa		Miliana	
Sites	k	C (m/s)	k	C (m/s)	k	C (m/s)	k	C (m/s)
Maximum likelihood	1.045	2.060	1.152	2.528	1.318	3.413	1.216	3.054
Least squares	1.038	2.052	1.144	2.523	1.313	3.410	1.195	3.057
WAsP	1.032	2.031	1.132	2.481	1.308	3.387	1.236	3.070

Région des Hauts Plateaux

Dans cette région des Hauts Plateaux d'Algérie, quatre (04) sites ont été choisis, El-Bayadh, Tiaret, Sétif et Djelfa. La figure 5 représente les distributions annuelles des fréquences des vitesses du vent, avec les distributions de Weibull des 04 sites étudiés.

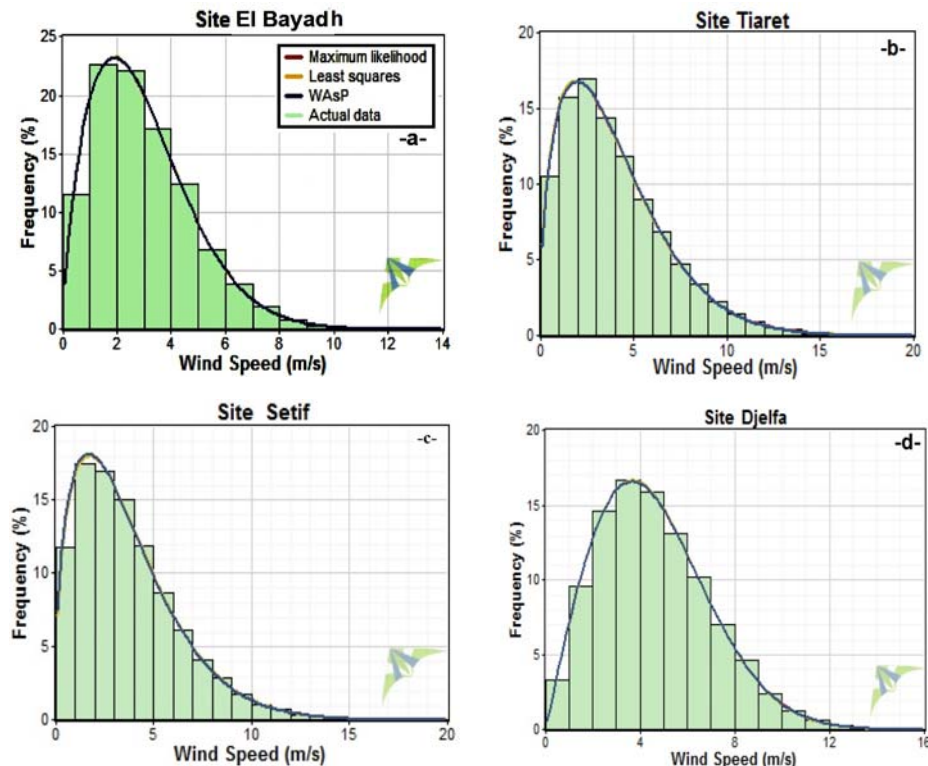


Fig. 5: Distributions annuelles des vitesses de vent et distributions de Weibull correspondantes
(a) El Bayadh (b) Tiaret (c) Sétif (d) Djelfa

Le **tableau 5** présente les résultats du calcul des paramètres de Weibull pour la région des Hauts Plateaux en utilisant les mêmes paramètres. Le facteur d'échelle c , est assez faible sur les 04 sites, avec des valeurs maximales qui atteignent les 5 m/s.

Région saharienne

Dans cette région, quatre sites ont été choisis à savoir: Adrar, Ghardaïa, Ain-Amenas et Tindouf.

La figure 6 représente les distributions annuelles des fréquences des vitesses du vent, avec les distributions de Weibull des quatre (04) sites étudiés.

Tableau 5: Résultats des paramètres de Weibull pour la région des Hauts Plateaux

Méthodes	PARAMETRES DE WEIBULL							
	El Bayad		Tiaret		Sétif		Djelfa	
Sites	k	C (m/s)	k	C (m/s)	k	C (m/s)	k	C (m/s)
Maximum likelihood	1.659	3.325	1.445	4.387	1.425	4.083	2.008	5.178
Least squares	1.665	3.326	1.448	4.384	1.426	4.084	2.018	5.175
WAsP	1.662	3.327	1.457	4.407	1.414	4.055	2.011	5.180

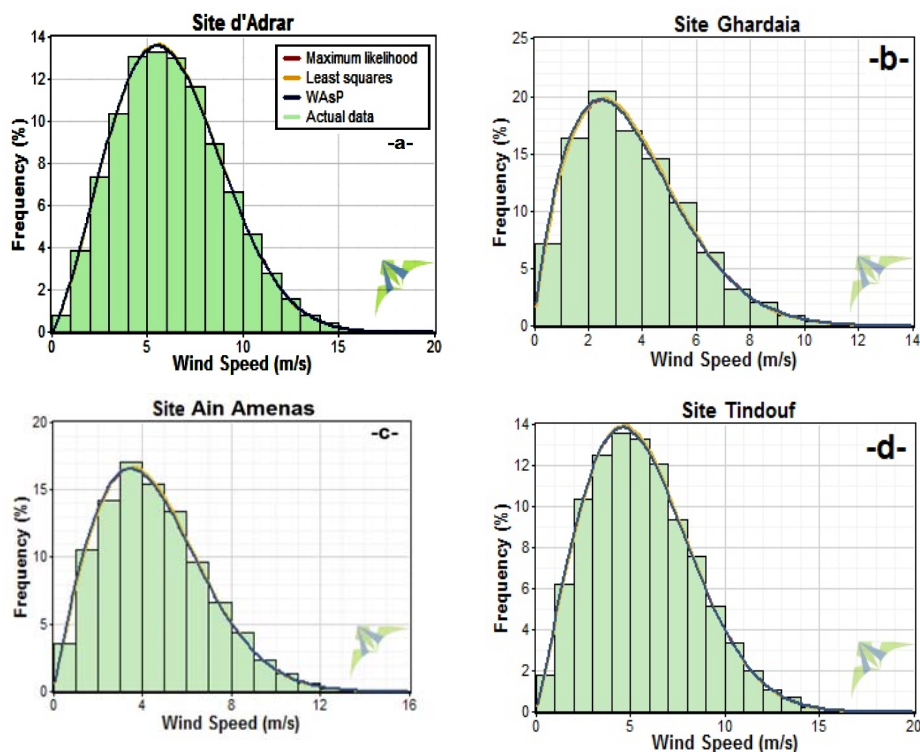


Fig. 6: Distributions annuelles des vitesses de vent et distributions de Weibull correspondantes
(a) Adrar (b) Ghardaïa (c) Ain Amenas d) Tindouf

Le **tableau 6** présente les résultats du calcul des paramètres de Weibull pour la région saharienne. Le facteur d'échelle c , est supérieur à 4 m/s sur les 04 sites. Il varie entre 4.01 à Ghardaïa jusqu'à 7.03 à Adrar, ce qui signifie que ces sites disposent d'un potentiel éolien intéressant.

Tableau 6: Résultats des paramètres de Weibull pour la région des Hauts Plateaux

Méthodes	PARAMETRES DE WEIBULL							
	Adrar		Ghardaïa		Ain Amenas		Tindouf	
Sites	k	C (m/s)	k	C (m/s)	k	C (m/s)	k	C (m/s)
Maximum likelihood	2.350	7.048	1.788	4.054	1.972	5.094	2.101	6.360
Least squares	2.356	7.046	1.793	4.051	1.976	5.091	2.106	6.353
WAsP	2.339	7.039	1.747	4.014	1.935	5.058	2.075	6.334

4.2 Densité de puissance éolienne

Le **tableau 7** présente la densité de puissance pour chaque site et pour toutes les régions de l'Algérie. On remarque bien que les valeurs de la densité de puissance varient sensiblement d'un site à un autre. Le maximum est donné pour le site d'Adrar avec une vitesse de vent de 6.247 m/s et d'une densité de puissance égale à 246 W/m². Le site de Tlemcen quant à lui, affiche la plus faible valeur avec une vitesse de vent de 2.02 m/s et une densité de puissance égale à 27.5 W/m².

Tableau 7: Vitesses moyennes annuelles du vent et densités de puissance

Régions	Site	Vitesse moyenne annuelle m/s	Densité de puissance W/m ²
Côte	Alger	2.740	46.7
	Annaba	3.712	91.2
	Bejaia	3.113	61.1
	Oran	3.291	71.8
Atlas tellien	Constantine	2.403	36.8
	Miliana	2.863	54.4
	Tébessa	3.142	63.4
	Tlemcen	2.023	27.5
Hauts plateaux	Djelfa	4.589	112.5
	El Bayadh	2.973	38.0
	Sétif	3.712	91.7
	Tiaret	3.979	110.8
Sahara	Adrar	6.247	246.5
	Ghardaia	3.605	62.1
	In Amenas	4.515	109.2
	Tindouf	5.631	199.3

4.3 Extrapolation verticale de la vitesse du vent

Les vitesses du vent au niveau des stations météorologiques sont généralement mesurées à une 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, en utilisant la loi de puissance. Le tableau suivant présente les résultats de l'extrapolation verticale des vitesses de vent et les densités de puissance pour différentes hauteurs.

Tableau 8: Extrapolation vertical de vitesses de vent et des densités de la puissance pour différentes hauteurs

Hauteur		10m		20m		40m		60m		80m		100m	
		V m/s	P W/m ²	V m/s	P W/m ²	V m/s	P W/m ²	V m/s	P W/m ²	V m/s	P W/m ²	V m/s	P W/m ²
Régions	Site												
Côte	Alger	2,74	46,70	3,02	62,74	3,34	84,29	3,53	100,19	3,68	113,25	3,80	124,54
	Annaba	3,71	91,20	4,10	122,53	4,52	164,62	4,79	195,65	4,99	221,16	5,15	243,22
	Bejaia	3,11	61,10	3,43	82,09	3,79	110,29	4,01	131,08	4,18	148,17	4,32	162,95
	Oran	3,29	71,80	3,63	96,46	4,01	129,60	4,24	154,03	4,42	174,12	4,56	191,48
Atlas tellien	Constantine	2,40	36,80	2,65	49,44	2,93	66,42	3,10	78,95	3,23	89,24	3,33	98,14
	Miliana	2,86	54,40	3,16	73,09	3,49	98,19	3,69	116,71	3,85	131,92	3,97	145,08
	Tébessa	3,14	63,40	3,47	85,18	3,83	114,44	4,05	136,01	4,22	153,75	4,36	169,08
	Tlemcen	2,02	27,50	2,23	36,95	2,46	49,64	2,61	59,00	2,72	66,69	2,81	73,34
Hauts plateaux	Djelfa	4,59	112,50	5,06	151,14	5,59	203,06	5,92	241,35	6,17	272,82	6,36	300,02
	El Bayadh	2,97	38,00	3,28	51,05	3,62	68,59	3,83	81,52	3,99	92,15	4,12	101,34
	Sétif	3,71	91,70	4,10	123,20	4,52	165,52	4,79	196,73	4,99	222,37	5,15	244,55
	Tiaret	3,98	110,80	4,39	148,86	4,84	199,99	5,13	237,70	5,35	268,69	5,52	295,49
Sahara	Adrar	6,25	246,50	6,89	331,17	7,61	444,93	8,06	528,82	8,39	597,77	8,66	657,38
	Ghardaia	3,61	62,10	3,98	83,43	4,39	112,09	4,65	133,22	4,84	150,59	5,00	165,61
	In Amenas	4,52	109,20	4,98	146,71	5,50	197,11	5,82	234,27	6,07	264,81	6,26	291,22
	Tindouf	5,63	199,30	6,21	267,76	6,86	359,74	7,26	427,56	7,57	483,31	7,81	531,50

Il ressort clairement de ce tableau, 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.

On remarque bien que le site d'Adrar reste toujours le meilleur site, avec une vitesse du vent supérieure à 8 m/s et une densité de puissance supérieure à 528 W/m² respectivement à des hauteurs supérieures à 60 m. Par la suite, on présentera les caractéristiques de vitesse et de densité de puissance des sites qui présentent les meilleures performances.

4.4 Estimation de la puissance électrique fournie par les éoliennes

Trois (03) éoliennes ont été sélectionnées pour l'estimation de la puissance électrique d'origine éolienne: Gamesa G58- 0.85 MW, Vergnet GEV HP 1 MW et GE 1.5-77 1.5 MW. Leur puissance nominale (P_n) est de 850 kW, 1000 kW et 1500 kW, respectivement. Les courbes de puissance $P(v)$ de ces éoliennes sont données sur la figure 7 et leurs principales caractéristiques sont présentées dans le **Tableau 9**.

Tableau 9: Caractéristiques des éoliennes choisies

Caractéristiques	Gamesa G58	Vergnet GEV HP	GE 1.5-77
Hauteur du moyeu,	55	80	80
Puissance nominale kW	850	1000	1500
Diamètre du rotor m	58	55	77
Surface du rotor m ²	2642	2376	4654
Durée de vie, an	20	20	20
Vitesse de débit nul m/s	3	3	3
Vitesse nominale, m/s	13	13	12
Vitesse d'arrêt, m/s	21	25	25

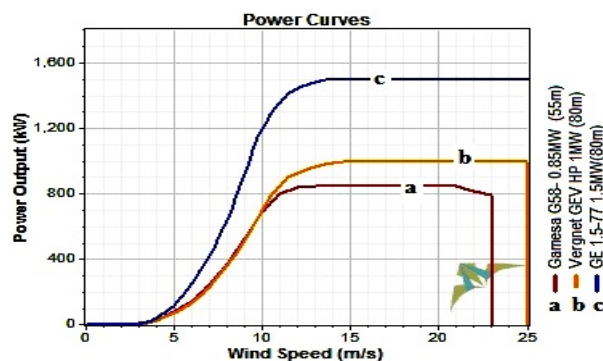


Fig. 7: Courbes de puissance des aérogénérateurs sélectionnés

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 et le nombre d'heures de fonctionnement sont donnés dans le **Tableau 10**.

On constate bien que la plus grande valeur de la production annuelle d'énergie est de 5.38 GWh à Adrar et que l'éolienne GE 1.5-77 est la plus performante. Ceci est attribué à la puissance nominale la plus élevée pour cette éolienne comparée à celle des deux autres. L'éolienne (GE 1.5-77), qui produit la plus grande quantité d'énergie pour tous

les sites d'étude, est donc considérée comme la meilleure des trois éoliennes pour la génération d'électricité d'origine éolienne.

Tableau 10: Production annuelle d'énergie calculée

Turbine	Gamesa G58-0,85 MW			Vergnet GEV HP (80m)			GE 1,5-77 (80m)		
Site	AEP	Fc	Nh	AEP	Fc	Nh	AEP	Fc	Nh
Alger	636,637	8,55	748,98	710,981	8,12	711,312	1 195,884	9,1	797,16
Annaba	1 146,796	15,4	1349,04	1 294,579	14,78	1294,728	2 157,053	16,42	1438,392
Bejaia	814,878	10,94	958,344	914,293	10,44	914,544	1 534,126	11,68	1023,168
Oran	923,111	12,4	1086,24	1 038,655	11,86	1038,936	1 736,052	13,21	1157,196
Constantine	499,319	6,71	587,796	555,479	6,34	555,384	935,034	7,12	623,712
Miliana	718,513	9,65	845,34	805,374	9,19	805,044	1 350,082	10,27	899,652
Tébessa	836,415	11,23	983,748	938,889	10,72	939,072	1 573,241	11,97	1048,572
Tlemcen	369,605	4,96	434,496	409,353	4,67	409,092	688,636	5,24	459,024
Djelfa	1 612,308	21,65	1896,54	1 822,740	20,81	1822,956	3 067,025	23,34	2044,584
El Bayadh	593,069	7,96	697,296	655,235	7,48	655,248	1 125,209	8,56	749,856
Sétif	1 148,431	15,42	1350,792	1 296,557	14,8	1296,48	2 160,161	16,44	1440,144
Tiaret	1 315,081	17,66	1547,016	1 489,728	17,01	1490,076	2 469,511	18,79	1646,004
Adrar	2 884,867	38,74	3393,624	3 296,287	37,63	3296,388	5 385,709	40,99	3590,724
Ghardaïa	948,758	12,74	1116,024	1 060,909	12,11	1060,836	1 810,533	13,78	1207,128
In Amenas	1 564,839	21,02	1841,352	1 768,318	20,19	1768,644	2 976,075	22,65	1984,14
Tindouf	2 406,732	32,32	2831,232	2 743,296	31,32	2743,632	4 511,905	34,34	3008,184

AEP: Production annuelle d'électricité MWh; Fc: 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 [6]. 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 10**, qui montre que le facteur de capacité le plus élevé est obtenu avec l'éolienne GE 1.5-77 de puissance de 1.5 MW. Les valeurs les plus faibles de ce facteur de capacité correspondent à celles de l'éolienne 'Vergnet GEV' de puissance de 1 MW. Ainsi, on peut dire que le facteur de capacité dépend également de la technologie choisie.

Le site d'Adrar donne les meilleures valeurs de facteur de capacité et le site de Tlemcen donne les plus faibles valeurs. Ceci permet de noter que le facteur de capacité dépend du site. Donc le site avec les meilleures ressources de vent donne les meilleures valeurs de facteur de capacité.

La valeur de N_h (Nombre d'heures de fonctionnement), c'est la valeur de F_c (Facteur de capacité) multiplié par le nombre d'heures dans l'année (8760 heures) [6]. Ainsi, l'étude de F_c ou bien de N_h , donne pratiquement les mêmes résultats.

4.5 Coût de l'électricité éolienne

Le coût du kilowattheure (kWh) produit par les éoliennes, compte tenu de la production annuelle estimée précédemment avec les ressources éoliennes disponibles dans chaque région, est donné sur le **Tableau 11**.

Les mêmes résultats du coût du kilowattheure (kWh) produit sont également illustrés sur la figure 12. La figure 12a, montre bien, dans la Région côtière, que le coût de l'électricité produite varie entre un minimum de 0.0398 \$/kWh à Annaba et un maximum de 0.0668 \$/kWh à Alger et ce en utilisant la turbine 'Gamesa G114-2 MW' qui offre les coûts les plus faibles.

Tableau 11: Analyse des coûts pour les éoliennes des différentes puissance (\$/kWh)

Turbine (a)	Gamesa G58- 0,85 MW			Vergnet GEV HP 1MW(80m)			GE 1,5-77 (80m)		
	Net AEP	NCF	Coût	Net AEP	NCF	Coût	Net AEP	NCF	Coût
Alger	636,637	8,55	0,1096	710,981	8,12	0,1155	1 195,884	9,1	0,1030
Annaba	1 146,796	15,4	0,0608	1 294,579	14,78	0,0634	2 157,053	16,42	0,0571
Bejaia	814,878	10,94	0,0856	914,293	10,44	0,0898	1 534,126	11,68	0,0803
Oran	923,111	12,4	0,0756	1 038,655	11,86	0,0790	1 736,052	13,21	0,0709
Constantine	499,319	6,71	0,1398	555,479	6,34	0,1478	935,034	7,12	0,1317
Miliana	718,513	9,65	0,0971	805,374	9,19	0,1019	1 350,082	10,27	0,0912
Tébessa	836,415	11,23	0,0834	938,889	10,72	0,0874	1 573,241	11,97	0,0783
Tlemcen	369,605	4,96	0,1889	409,353	4,67	0,2006	688,636	5,24	0,1789
Djelfa	1 612,308	21,65	0,0433	1 822,740	20,81	0,0450	3 067,025	23,34	0,0401
El Bayadh	593,069	7,96	0,1177	655,235	7,48	0,1253	1 125,209	8,56	0,1095
Sétif	1 148,431	15,42	0,0607	1 296,557	14,8	0,0633	2 160,161	16,44	0,0570
Tiaret	1 315,081	17,66	0,0530	1 489,728	17,01	0,0551	2 469,511	18,79	0,0498
Adrar	2 884,867	38,74	0,0242	3 296,287	37,63	0,0249	5 385,709	40,99	0,0228
Ghardaïa	948,758	12,74	0,0735	1 060,909	12,11	0,0774	1 810,533	13,78	0,0680
In Amenas	1 564,839	21,02	0,0446	1 768,318	20,19	0,0464	2 976,075	22,65	0,0414
Tindouf	2 406,732	32,32	0,0290	2 743,296	31,32	0,0299	4 511,905	34,34	0,0273

Turbine (b)	Vestas V90 -2MW			Gamesa G114-2 MW			Enercon E-82 E2 -2MW		
	Net AEP	NCF	Coût	Net AEP	NCF	Coût	Net AEP	NCF	Coût
Alger	1 628,240	9,29	0,1009	2 458,190	14,03	0,0668	1 676,215	9,57	0,0980
Annaba	2 895,601	16,53	0,0567	4 130,134	23,57	0,0398	2 969,162	16,95	0,0553
Bejaia	2 076,511	11,85	0,0791	3 070,314	17,52	0,0535	2 131,545	12,17	0,0771
Oran	2 340,716	13,36	0,0702	3 399,033	19,4	0,0483	2 402,460	13,71	0,0684
Constantine	1 276,492	7,29	0,1287	1 955,613	11,16	0,0840	1 320,785	7,54	0,1244
Miliana	1 829,263	10,44	0,0898	2 709,973	15,47	0,0606	1 881,083	10,74	0,0873
Tébessa	2 126,889	12,14	0,0772	3 129,243	17,86	0,0525	2 185,012	12,47	0,0752
Tlemcen	942,697	5,38	0,1743	1 462,655	8,35	0,1123	982,275	5,61	0,1673
Djelfa	4 093,784	23,37	0,0401	5 898,205	33,67	0,0279	4 178,337	23,85	0,0393
El Bayadh	1 568,477	8,95	0,1047	2 544,193	14,52	0,0646	1 594,094	9,1	0,1031
Sétif	2 898,464	16,54	0,0567	4 132,305	23,59	0,0398	2 973,466	16,97	0,0553
Tiaret	3 303,214	18,85	0,0497	4 611,669	26,32	0,0356	3 387,356	19,33	0,0485
Adrar	7 069,867	40,35	0,0232	8 801,475	48,5	0,0187	7 295,448	41,64	0,0225
Ghardaïa	2 470,807	14,1	0,0665	3 805,233	21,72	0,0432	2 506,194	14,3	0,0656
In Amenas	3 975,225	22,69	0,0413	5 738,664	32,75	0,0286	4 058,016	23,16	0,0405
Tindouf	5 950,343	33,96	0,0276	7 911,468	45,16	0,0208	6 121,982	34,94	0,0268

Pour la Région de l'Atlas Tellien, le coût de l'électricité produite varie entre un minimum de 0.0525 \$/kWh à Tébessa et un maximum de 0.1123 \$/kWh à Tlemcen en utilisant également, la turbine 'Gamesa G114-2 MW'.

Pour la Région des Hauts Plateaux, le coût varie entre un minimum de 0.0279 \$/kWh à Djelfa et un maximum de 0.0646 \$/kWh à El Bayadh avec l'utilisation de la turbine 'Gamesa G114-2 MW'.

Pour la Région Saharienne, le coût varie entre un minimum de 0.0187 \$/kWh à Adrar et un maximum de 0.0432 \$/kWh à Ghardaïa en utilisant la turbine de 'Gamesa G114-2 MW'.

En somme, le coût du kWh d'énergie produite dépend essentiellement de la technologie éolienne utilisée ainsi que du potentiel éolien du site choisi.

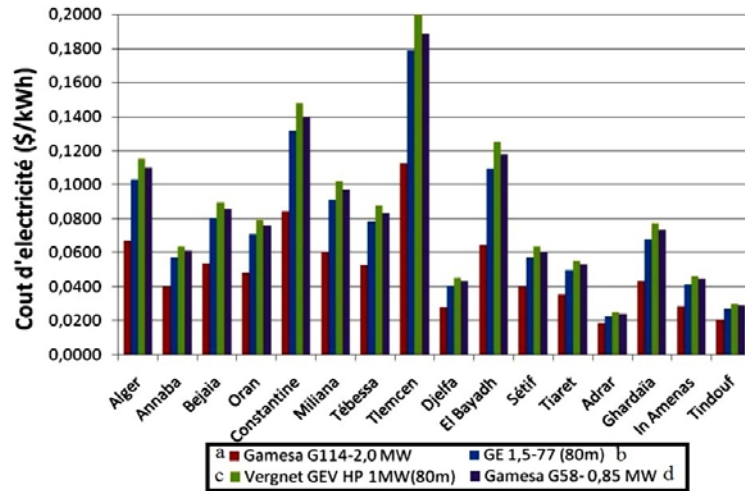


Fig. 12a: Analyse des coûts pour les éoliennes des différentes puissances (\$/kWh)

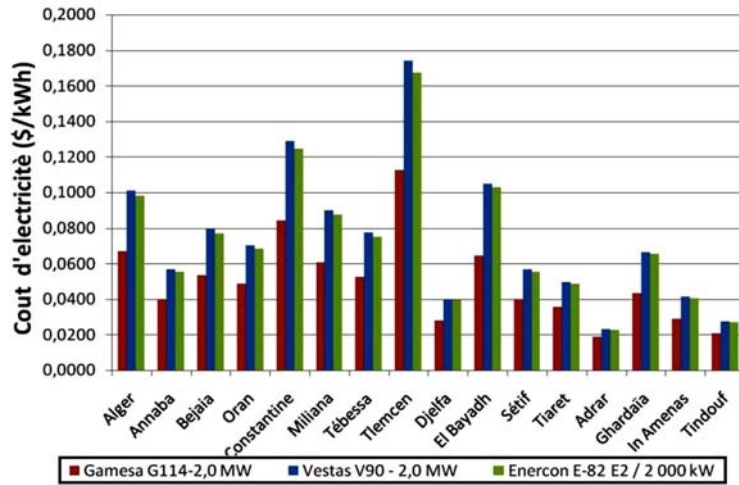


Fig. 12b: Analyse des coûts pour les éoliennes de même puissance (\$/kWh)

La figure 12b donne les résultats de l'analyse du coût du kWh éolien produit par diverses éoliennes de même puissance et ce, pour les sites choisis. On remarque bien que pour tous les sites, l'éolienne Gamesa G114 donne le meilleur coût, par contre l'éolienne Vestas V90 donne le coût le plus élevé.

Ainsi, le résultat important dérivé de l'étude actuelle encourage la construction de parcs éoliens, pour la production d'électricité dans la région saharienne en particulier les régions d'Adrar et de Tindouf. En outre, l'utilisation du modèle de turbine 'Gamesa G114-2 MW' est fortement recommandé.

5. CONCLUSION

Cette étude nous a permis d'établir les conclusions suivantes:

- Les quatre meilleurs sites choisis pour chaque région sont, Annaba, Tébessa, Djelfa et Adrar.

- Les quatre meilleurs sites en Algérie, selon cette étude sont respectivement, Adrar, Tindouf, Djelfa et Ain Amenas.

La région Saharienne possède le potentiel énergétique éolien le plus élevé. Un atout qui favorise l'exploitation de ce type d'énergies en cette région.

Les directions des vents dominantes dans le site d'Adrar sont les directions d'Est et Nord Est (ENE).

Pour les éoliennes de même puissance de 2 MW, indépendamment de l'emplacement, l'éolienne Gamesa, modèle G114 produit la plus grande quantité d'énergie annuelle, tandis que le modèle Vestas V90 produit moins de quantité d'énergie.

Le site d'Adrar donne les meilleures valeurs de facteur de capacité et le site de Tlemcen donne les plus faibles valeurs. Ceci permet de noter que le facteur de capacité dépend du site. Ainsi, le site avec les meilleures ressources de vent donnent les meilleures valeurs de facteur de capacité.

Le meilleur aérogénérateur choisi des trois aérogénérateurs sélectionnés, c'est l'aérogénérateur Gamesa G114, et le meilleur site est celui d'Adrar.

Le coût unitaire de l'énergie varie entre 0.0187 \$/kWh pour l'éolienne Gamesa G114-2 MW sur le site d'Adrar et 0.2006 \$/kWh sur le site de Tlemcen et ce, pour la turbine Vergnet GEV HP 1MW.

Indépendamment du site, la turbine Gamesa G114-2 MW donne le meilleur coût du kWh et la turbine Vergnet GEV HP 1MW donne le plus élevé.

Le résultat important dérivant de l'étude actuelle encourage la construction de parcs éoliens pour la production d'électricité dans la région saharienne, en particulier à Adrar et Tindouf. En outre, l'utilisation du modèle de turbine éolienne 'Gamesa G114-2 MW' est fortement recommandé.

REFERENCES

- [1] Global Wind Statistics 2015, Global Wind Energy Council 2016.
- [2] O. Guerri, 'L'Energie Eolienne en Algérie: Un bref aperçu', Bulletin des Energies Renouvelables, N° 21, Centre de Développement des Energies Renouvelables, 2011.
- [3] B. Jourdiar, 'Ressource Eolienne en France Métropolitaine: Méthodes d'Evaluation du Potentiel, Variabilité et Tendances', Climatologie, Ecole Doctorale Polytechnique, 2015. <tel-01238226>
- [4] H. Faïda, J. Saadi, M. Khaider, S. El Alami et M. Monkade, 'Etude et Analyse des Données du Vent en Vue de Dimensionner un Système de Production d'Energie Eolienne- Cas d'un Site au Nord du Maroc', Revue des Energies Renouvelables Vol. 13 N°3 pp. 477 – 483, 2010.
- [5] M. Rapin et J.M. Noël, 'Energie Eolienne – Principes - Etudes de Cas', Dunod, Paris, 2010.
- [6] A. Kaabeche, 'Etude Comparative entre le Stockage à Hydrogène et les Batteries au Plomb dans un Système Hybride (Photovoltaïque/Eolien) Autonome', Thèse de Doctorat, Département de Génie Electrique - Ecole Nationale Polytechnique, 2012.
- [7] Murat Gokcek , Ahmet Bayulken and Sukru Bekdemir, 'Investigation of Wind Characteristics And Wind Energy Potential In Kirklareli, Turkey', Faculty of Mechanical Engineering, Yildiz Technical University, Besiktas, 34349 Istanbul, Turkey b Institute of Energy, Istanbul Technical University, Maslak, 34469, Istanbul, Turkey, 2007.

- [8] Wei Zhou, Hongxing Yang and Zhaohong Fang, '*Wind Power Potential and Characteristic Analysis of the Pearl River Delta Region, China*', Department of Building Services Engineering, The Hong Kong Polytechnic University, Hung Hom, Kowloon, Hong Kong, China .School of Thermal Engineering, Shangdong Institute of Architecture and Engineering, Jinan, Shandong, China, 2005.
- [9] J.P. Hennessey, '*A Comparison of the Weibull and Rayleigh Distributions for Estimating Wind Power Potential*', Wind Engineering, Vol. 2, N°3, pp. 156 – 164, 1978.
- [10] R. Baile, '*Analyse et Modélisation Multifractales de Vitesses de Vent. Application à la Prévision de la Ressource Eolienne*', Thèse de Doctorat, Université Pascal Paoli, 2010. <tel-00604139>
- [11] B. Jourdier, '*Ressource Eolienne en France Métropolitaine: Méthodes d'Evaluation du Potentiel, Variabilité et Tendances*', Thèse de Doctorat, Laboratoire de Météorologie Dynamique, Ecole Polytechnique, Université Paris-Saclay, 2015
- [12] C.G. Justus and A. Mikhail, '*Height Variation of Wind Speed and Wind Distributions Statistics*', Geophysical Research Letters, Vol. 3, N°5, pp. 261 -264, 1976.
- [13] C.G. Justus and A. Mikhail, '*Height Variation of Wind Speed and Wind Distributions Statistics*', Geophysical Research Letters, Vol. 3, N°5, pp. 261 - 264, 1976.
- [14] S.M. Boudia, '*Optimisation de l'Evaluation Temporelle du Gisement Energétique Eolien par Simulation Numérique et Contribution à la Réactualisation de l'Atlas des Vents en Algérie*', Thèse de Doctorat, Université de Tlemcen Abou-Bakr Belkaïd, 2013.
- [15] E. Hau, '*Wind Turbines Fundamental, Technologies, Applications, Economics*', Second Edition Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, 752–772, 2006.
- [16] 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.