

Aex

*MEMOIRE DE
POST-GRADUATION SPECIALISEE
« Economie de l'Energie, Maîtrise et Applications »*

Thème

Concept et dimensionnement d'un parc
éolien : Application aux sites d'Adrar

6100028

Présenté par: M. MERDAOUI Ingénieur Electrotechnicien- SPE/POLE DIESEL
 A. HOUHA Ingénieur Electrotechnicien-

Dirigé par : DR : AREZKI SMAILI

Soutenu le 01 Février 2010 devant la commission d'examen composée de:

Pr C.E.CHITOUR (ENP)
Pr M.HADDADI (ENP);
Dr A.SMAILI

Président
Examinateur
Rapporteur

Année Universitaire 2009-2010

PGS0110

ملخص

العمل الذي تم انجازه في سياق هذه المذكرة يندرج في إطار الدراسة التقييمية والتقنية لحقل من التوربينات الهوائية الخاص بإنتاج الطاقة الكهربائية في الجنوب الجزائري بولاية أدرار بناحية "كابرتان"، حيث تمتاز المنطقة برياح موسمية ذات سرعة عالية نسبياً، مما يكسبها طاقة هوائية كامنة يمكن استغلالها عبر إنشاء حقل من التوربينات الهوائية ذات طاقات مختلفة.

لقد تم في هذه الدراسة استعمال برنامج (WASP ووصب) لاختبار وضبط أفضل وضعية لهذه التوربينات، مما يمكنها من إنتاج طاقة سنوية ذات مردود عالي.

كما تم إجراء دراسة اقتصادية لمشروع إنشاء حقل مؤلف من عشرة توربينات بقدرة اجمالية 10 ميغاواط وبيان السعر الوحدوي للكيلو واط الساعي بالمقارنة مع وحدات إنتاج الكهرباء التقليدية (توربينات الغاز)، وكذا دراسة السعر المرجعي المشجع للاستثمار الخاص في مجال إنتاج الكهرباء عبر التوربينات الهوائية في الجنوب الجزائري.

Résumé

Le travail réalisé dans le contexte de cette thèse fait partie d'une étude technico-économique d'un parc éolien destiné à la production de l'énergie électrique dans le sud de l'Algérie, wilaya d'Adrar, région de « Kabertene », caractérisée par des vents saisonniers d'une vitesse relativement élevée par rapport au gisement éolien national.

Le potentiel éolien de cette région, peut être exploité grâce à l'implantation d'une ferme d'éoliennes de différentes puissances.

Nous avons utilisé dans cette étude le programme (WASP) pour tester et déterminer la meilleure disposition de ces éoliennes, qui permettrait la production maximale de l'énergie électrique durant l'année, en tenant compte des différents effets, notamment le sillage.

Il a été également procédé à une étude économique du projet d'implantation d'un parc composé de dix éoliennes d'une capacité totale de 10 MW et à la détermination du prix unitaire du kilowatt-produit par rapport aux unités de production d'électricité conventionnelle (turbines à gaz), ainsi à la fixation d'un prix de référence pour encourager les investissements privés dans la production éolienne d'électricité dans le sud Algérien .

Abstract

The present work deals with a technical study of wind farm for electrical energy production in South of Algeria (Adrar). The region of Adrar is characterized by an important wind penitential energy that needs to be optimized and exploited, at sites with the best available wind resource as well as nearby grid access; wind power plants can be competitive with conventional electricity producers.

Our study is focused on wind farm micro sitting optimization of wind turbines, in order to reduce the effects of wake interferences, by using WASP software. Several typical configurations of farms of ten turbines (10x1MW) have been simulated on WASP, in order to determine the most promising micro-sitting of the turbines and therefore minimize the wake effects. The feasibility study of the connection of such a wind farm with the electrical grid has been assessed and investigated. Finally, financial analysis has been performed, mainly; comparisons between gas turbine and wind turbine costs of electrical production have been presented and discussed.

Dédicaces

Chaleureusement je dédie ce modeste travail :

A mes chers parents.

A mes frères et sœurs.

A ma femme.

A mes enfants.

Alger janvier 2010

Merdaoui Mustapha

Remerciements

Je remercie DIEU tout puissant qui m'a donné le courage, la force et la volonté pour réaliser ce modeste travail.

Je tiens à exprimer ma reconnaissance à mon promoteur Monsieur SMAILI Arezki qui m'a donné l'occasion de travailler sur un sujet passionnant, et pour ses conseils judicieux et aide précieuse.

Je remercie également Mme Benmiloud de CREDEG et Mr ALOUI de CEEG pour leurs aides précieuses.

Merci à mes professeurs et à mes collègues de l'Ecole Polytechnique d'Alger qui m'ont accompagné dans mon parcours. Tout particulièrement à monsieur Chitour

Je remercie tous les membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à mes travaux ;

Chaleureux remerciements à Monsieur DERMOUNE Kamel directeur général du pôle Diesel

Pour finir, avec peut être les remerciements les plus importantes, je voudrais exprimer une pensée spéciale à mes proches.

إهداء

إلى والدي ووالدتي

إلى إخوتي وأخواتي

إلى زوجتي

إلى كل أساتذة المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات الذين تلقينا على أيديهم مبادئ "اقتصاد الطاقة"

وأخص بالذكر البروفيسور شمس الدين شيتور

والأستاذ المشرف سماعلي رزقي

إلى كل هؤلاء، أهدي هذا العمل المتواضع

علي حوحة

خنشلة، في: 26.01.2010

Sommaire

Chapitre 1

Généralités

1-1- Le développement de l'éolien dans le monde	2
1.2-Normes Eolien	7
1-2.1-Normes applicables aux systèmes de production d'énergie éolienne.....	7
1-2.2-Norme ISO.....	7
1-2.3-Norme IEC.....	7
1-3-Spécificités liées à la technologie des aérogénérateurs	8
1-3-1-Génératrice synchrone	8
1-3-2-Génératrice Asynchrone	9
1-4-Avantages et inconvénients des différents types de générateurs.....	10
1-5-Capacité de réglage des différentes génératrices.....	11
1-6 Conclusion.....	11

Chapitre 2

2-Notion d'aérodynamique	12
2-1-Effets pitch et Stall	13
2-2 Contrôle directe de la vitesse	14
2-3-Insertion des éoliennes dans le réseau	17
2-3-1-Possibilité d'augmentation du taux de pénétration des éoliennes	18
2-3-2-Le choix de la localisation et les études de préfaisabilité	18
2-4-Initialisation du modèle éolien à couplage direct.....	19
2-5-Initialisation du modèle éolien à vitesse variable (à contrôle de vitesse indirect).....	20
2-6 -Caractéristiques techniques de l'éolienne de type GEV HP de Vergnet 1MW.....	22
2-7-Stratégie de commande d'une éolienne à vitesse variable.	

Chapitre 3

3-Programme de simulation KahraRiah.....	27
3-1-Introduction	27
3-2-Description des différentes phases du programme.....	27
3-3-Structure de l'algorithme de l'application KahraRiah	28
3-4 Améliorations futures de l'application KahraRiah.....	34

Chapitre 4

4-Etude de dimensionnement d'une ferme éolienne pour le site d'Adrar.....	35
4-1-Potentiel éolien à Adrar.....	36
4.2- Donnés géographique et météorologiques de la wilaya d'Adrar.....	36
4-3-Estimatif de la ressource en Energie éolienne.....	36
4-4-Potentiel éolien d'un site.....	36
4-5-Potentiel de vent à Adrar.....	37
4-6-Conclusion.....	38
4-7-Emplacement.....	38
4-8-Sites choisi.....	40
4-8-1-Site 1 Zaouiet Kounta.....	40
4-8-2-Site 2 Kaberten.....	41
4-9-Conclusions.....	45

Chapitre 5

5-Impact de l'éolien sur le réseau électrique d'ADRAR.....	46
5-1-Perspective d'une meilleure intégration.....	46
5.2 Commande du générateur éolien.....	47
5.3 Cas de limitation de la puissance de l'éolienne GEV-HP de VERGNET à $P1= 500kW, (\frac{Pn}{2})$	48
5-4-Présentation du réseau électrique	50
5-5--Raccordement de la ferme éolienne au réseau 220 kV.....	51
5.6-La maintenance du parc éolien.....	55
5.7-Contraintes majeurs du site.....	55
5-8-Recommandations.....	55

Chapitre 6

6-Cartographie du gisement Eolien du site de KABERTEN.....	56
6-1-Introduction.....	56
6.2-Evaluation de la capacité énergétique du site de Kaberten Simulation à l'aide du logiciel WASP.....	56
6.3-Surface d'implantation des éoliennes	57
6-4-Les résultats	57
6.5- Simulations	59
6.6-Conclusion	71

Chapitre 7

7-Faisabilité économique.....	71
7-1-Prix d'ombre.....	71
7-2-La devise	73
7-3-Analyse macro-économique.....	73
7-4-Méthodologie	74
7-4-1-Revenu	74
7-4-2-Charges.....	74
7-4-3-Les outils.....	75
7-5-L'étude de rentabilité économique se base sur deux critères	76
7-6-Coût évité ajusté du kWh pour Sonelgaz-Adrar.....	77
7-6-1-Le prix du gaz.....	77
7-6-2-L'analyse	78
7-6-3-Le prix de livraison du combustible.....	78
7-6-4-Le coût spécifique du kWh.....	78
7-6-5-Les effets externes	79
7-6-6-Coût évité ajusté par les CERS	80
7-6-7-Le coût évité ajusté	81
7-6-8-Le parc éolien.....	81
7-6-9-Le modèle éolien de cash flow	81
7-7-Résultats de rentabilité.....	82
7-7-1-Le cas de base.....	83
7-7-2-Le parc éolien analyse micro-économique.....	84
7-8- Résultats de l'analyse financière avec 10 éoliennes VERGNET GEV HP	85
Conclusions.....	85

-Conclusion générale	86
-Annexe.....	88
-Bibliographie	

Liste des figures

Fig.-1.1-capacité mondial installé (MW) [OECD/IEA, 2009].....	3
Fig. 1.2-Les dix premier pays leader dans l'énergie éolienne[ADEM agence de maitrise de l'énergie].....	3
Fig. 1.3- Les principaux composant d'une éolienne[Document Vergnet].....	5
Fig 1.4-Système de freinage des éoliennes[Doc. Vestas modern energy].....	6
Fig 1.5- Les trois grands concepts de conversion éolienne.....	9
Fig.-2.1-Dimensions des éoliennes [www. Windpower. 1998].....	13
Fig.-2.2-Courbe de puissance d'une éolienne.....	14
Fig. 2.2 -Courbe de fonctionnement $P=f(V)$	16
Fig 2.3 -Courbe de fonctionnement de $N=f(V)$	17
Fig 2.4. Courbe de fonctionnement $\beta =f(V)$	17
Fig 2.5 Organigramme 1de calcul de la vitesse du vent.....	19
Fig.2.6 Organigramme 2de calcul de la vitesse du vent.....	21
Fig 2.7 Courbe de variation de puissance de l'éolienne GEV HP de Vergnet.....	23
Fig 2.8 Courbe de variation de la puissance en fonction de la vitesse du vent	24
Fig. 2.9 Courbe de variation du C_p en fonction de la vitesse du vent.....	24
Fig. 2.10 Puissance acoustique à la source (hauteur du moyeu) en fonction de la vitesse du vent.....	25
Fig.-2.11 Stratégie de commande d'une éolienne.....	26
Fig 3.1 Algorithme de calcul du vent à l'aide du programme KahraRiah.....	28
Fig-3.2-Graphique données de la turbine éolienne.....	29
Fig-3.3-interface graphique –courbe $C_p=f(\lambda, \beta)$	29
Fig-3.4 -Interface graphique « calcul ».....	30
Fig-3.5-Interface graphique calcul éolien (zone1).....	31
Fig-3.6-Interface graphique calcul éolien (zone2).....	33
Figure 4.1. Distribution des fréquences et directions du vent (Période 95-99).....	35
Figure 4.2. Distribution des fréquences des vitesses et directions du vent (Période 2003-2008).....	36

Fig.- 4.3-Variation de la vitesse du vent (période 2000-2008) [Credeg].....	37
Fig.-4.4-Moyenne annuelle de la vitesse du vent [Credeg].....	37
Fig.-4.5-Variation de la vitesse du vent sur une année [Credeg].....	38
Figure 4.6 : Carte Algérie.....	39
Figure 4.4. Rose des Vents de la région Zaouiet Kounta.....	41
Fig.-4.5-Nature du sol [Photos Credeg].....	41
Fig.-4.6-Surface du sol[Photo Credeg].....	42
Fig.- 4.8- Carte de localisation du site.....	42
Fig.-4.9-Photos du site de Kaberten[Photo Credeg].....	43
Fig.-4.10-Photo satellite du site Kaberten [Photo Google earth].....	43
Figure 4.11. Rose des Vents de la région de Kaberten.....	44
Fig.-4.12-Parc éolien dans le sud[Photo Danish Wind Industry Association].....	45
Fig- 5.1- courbe de variation de la puissance et la vitesse du vent en fonction du temps.....	48
Fig 5.2 Variation de la vitesse du vent en fonction du temps.....	49
Fig 5.3 – Variation de la vitesse de rotation des pales.	49
Fig 5.4 -Variation de l’angle de calage β en fonction du temps.....	50
Fig.5.5- Courbe de l’évolution de la charge des localités d’Adrar et In Salah (réf doc DGDS Sonelgaz).....	51
Fig 5.6 .Variante 1(branchement des éoliennes).....	52
Fig 5.7.Variante 2 (branchement des éoliennes).....	52
Fig.-5.8- Réseau électrique (d’Adrar).....	54
Fig.-5.9- Raccordement de l’éolien au réseau	54
Fig-6.1-Caractéristique de puissance de l’éolienne Vergnet GEV HP (logiciel Wasp).....	58
Fig. 6.2 –Disposition des éoliennes face aux vents dominants.....	59
Fig 6.3 -Présentation de l’énergie brute et l’énergie nette (GWh).....	60
Fig 6.4 .Courbe de variation de l’énergie annuelle produite (GWh) en fonction du sillage (Eolienne1).....	61

Fig 6.5 .Courbe de variation de l'énergie annuelle produite (GWh) en fonction du sillage (Eolienne2).....	62
Fig 6.6 .Courbe de variation de l'énergie annuelle produite (GWh) en fonction du sillage (Eolienne 3).....	63
Fig. 6.7 –Disposition des éoliennes face aux vents dominants.....	64
Fig 6.8 Présentation de l'énergie brute et l'énergie nette (GWh).....	65
Fig 6.9 .Courbe de variation de l'énergie annuelle produite (GWh) en fonction du sillage (Eolienne 1).....	66
Fig 6.10 .Courbe de variation de l'énergie annuelle produite (GWh) en fonction du sillage (Eolienne 3).....	67
Fig 6.11 .Courbe de variation de l'énergie annuelle produite (GWh) en fonction du sillage (Eolienne 4).....	68
Fig. 6.12 –Disposition des éoliennes face aux vents dominants.....	69
Fig 6.13 Présentation de l'énergie brute et l'énergie nette (GWh).....	70
Fig 6.14 Présentation de l'énergie brute et l'énergie nette (GWh).....	71

Liste des tableaux

- Tableau .1.1 –Avantages et inconvénients des différents types de générateurs	10
- Tableau 1.2 Capacité de réglage des différentes génératrices	11
-Tableau 2.1 .Caractéristiques de l'éolienne VERGNET GEV HP.....	22
-Tableau 4.1– Vitesse moyenne du vent et densité de puissance moyenne (Période 95-99)	35
-Tableau 4.2– Vitesse moyenne du vent et densité de puissance moyenne Période (2003-2008) ...	36
- Tableau- 4.3 Paramètres du potentiel mesuré de la région de Zaouiet Kounta.....	40
- Tableau- 4.4 Paramètres du potentiel mesuré de la région de Kaberten.....	44
-Tableau 6.1 Paramètres mesurés à l'aide du programme Wasp (10turbines).....	59
- Tableau-6.2 Mesure de l'énergie et des pertes (10 turbines).....	60
- Tableau 6.3 .Paramètres mesurées (turbine 1).....	61
- Tableau 6.4 .Paramètres mesurées (turbine 2).....	62
- Tableau 6.5 .Paramètres mesurées (turbine 3)	63
- Tableau-6.6 Mesure de l'énergie et des pertes annuelle des 10 turbines.....	64
-Tableau 6.7 Paramètres mesurés à l'aide du programme Wasp (10 turbine).....	65
- Tableau 6.8 .Paramètres mesurées (turbine 1).....	66
- Tableau 6.9 .Paramètres mesurées (turbine 3).....	67
- Tableau 6.10.Paramètres mesurées (turbine4).....	68
-Tableau 6.11. Paramètres mesurés à l'aide du programme Wasp (10 turbines).....	69
- Tableau 6.12. Paramètres mesurés à l'aide du programme Wasp (20 turbines).....	70

Nomenclature

Lettres latines

V: la vitesse en m/s

Cp: Coefficient de puissance de l'éolienne

ρ : densité de l'air Kg/m³

S: la section balayée par les pales (m²)

Tw :Le couple éolien (n.m)

Tem Le couple électromagnétique de la machine (n.m)

Lettres grecs

β : Angle de calage [°]

λ : Vitesse spécifique

λ_{opt} : coefficient de vitesse optimal

Ωw : vitesse de rotation angulaire (rd/s)

Chapitre 1

Généralités

1-1- Le développement de l'éolien dans le monde

L'évolution de la technologie éolienne a été essentiellement marquée par un accroissement de la taille unitaire des machines qui est passée d'une moyenne de 20 kW en 1985 à 500 kW en 1995 et autour de 3 MW aujourd'hui. Les plus grosses machines, développées pour l'off-shore, atteignent 5 MW. La technologie dominante est celle des éoliennes bipales ou tripales à axe horizontal. Le « rendement » s'est lui aussi amélioré ; il est passé d'environ 400 kWh/m² de surface balayée dans les années 1980 à 900 kWh/m² en 2000 [OECD/IEA, 2009].

Les éoliennes produisent 2 000 à 3 500 heures par an pour les meilleurs sites, notamment off-shore, en fonction du régime des vents. Si la production est relativement prévisible, son caractère intermittent nécessite une gestion adaptée.

Certaines énergies renouvelables, comme le bois ou l'hydroélectricité, sont utilisées massivement depuis très longtemps. Aujourd'hui, c'est l'énergie éolienne qui se développe à un rythme soutenu dans presque tous les pays du monde, avec une croissance de 30% par an.

« Six raisons principales expliquent ce succès rapide : l'énergie éolienne est abondante, bon marché, inépuisable, disponible presque partout, propre et sans impact sur le climat. Aucune autre source d'énergie ne possède toutes ces qualités ».

L'énergie éolienne est développée par de très nombreux pays et connaît une croissance très importante : + 30 % par an en moyenne depuis 10 ans (+ 28,8 % en 2008) [OECD/IEA, 2009].

En 2008, plus de 27 000 MW de nouvelles capacités éoliennes ont été installées dans le monde, et les 121 000 MW installés ont été dépassés début 2009. L'éolien représente désormais 260 millions de MWh de production électrique par an, soit 1,3 % de la consommation totale d'électricité dans le monde et a attiré un total d'investissements de 47,5 milliards de dollars. Les experts du GWEC (Conseil mondial de l'énergie éolienne) prévoient le maintien d'une croissance soutenue de l'éolien, conduisant à un parc installé de près de 170 000 MW en 2010 [OECD/IEA, 2009].



Fig.-1.1-capacité mondial installé (MW) [OECD/IEA, 2009].

L'Europe a pris une longueur d'avance en matière d'énergies renouvelables en affirmant son ambition d'atteindre l'objectif de 20 % d'énergies renouvelables dans sa consommation finale d'énergie en 2020. L'éolien contribuera à l'essentiel de cet objectif, en ce qui concerne la production d'électricité. Fin 2008, 65 000 MW éoliens sont installés en Europe, pour une production annuelle de 123 millions de MWh, soit 3,6 % de la consommation électrique européenne. Plusieurs pays ont annoncé des plans de développement massif : outre le Danemark (3 180 MW), l'Allemagne (23 903 MW) et l'Espagne (16 740 MW), locomotives historiques de l'éolien en Europe, le Royaume-Uni a récemment annoncé un programme d'investissement dans les énergies renouvelables de 100 milliards de livres d'ici 2020, dont une importante partie consacrée à l'énergie éolienne (qui devra totaliser 28 000 MW en 2020). De son côté, la Norvège a dévoilé un programme d'investissement à grande échelle visant à créer entre 5 000 et 8 000 MW de capacités supplémentaires.

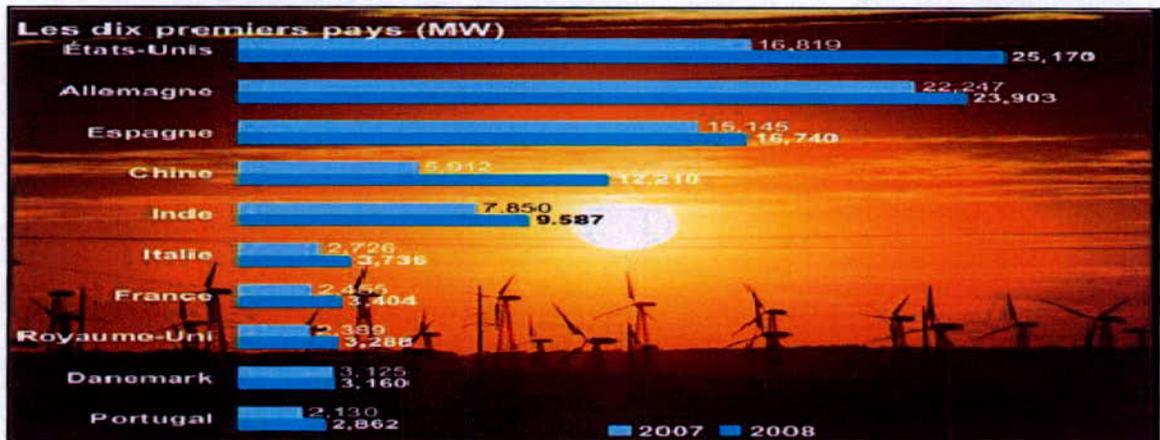


Fig 1.2-Les dix premier pays leader dans l'énergie éolienne [ADEM agence de maitrise de l'énergie].

La Chine s'est fixée l'objectif d'obtenir 15 % de son électricité à partir de sources renouvelables d'ici 2020, et a fixé des objectifs en termes d'énergies renouvelables pour ses principales entreprises de production d'énergie.

En 2008, la capacité éolienne installée en Chine s'élève à 12 200 MW. Le pays prévoit, également pour l'année prochaine, un nouveau doublement de sa capacité installée.

L'Inde est le cinquième marché mondial de l'éolien avec près de 10 000 MW installés fin 2008. **Suzlon**, son principal opérateur industriel, est devenu l'un des premiers constructeurs mondiaux.

-Le fonctionnement d'une éolienne

La production d'électricité par une éolienne est réalisée par la transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. De nombreuses étapes sont nécessaires à cette transformation, qui fait appel à des technologies très diverses.

Une éolienne transforme l'énergie du vent en énergie électrique. Cette transformation se fait en plusieurs étapes. Les pales fonctionnent sur le principe d'une aile d'avion: la différence de pression entre les deux faces de la pale crée une force aérodynamique, mettant en mouvement le rotor par la transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique.

Les pales tournent à une vitesse relativement lente, de l'ordre de 5 à 15 tours par minute, d'autant plus lente que l'éolienne est grande. La plupart des générateurs ont besoin de tourner à très grande vitesse (de 1 000 à 2 000 tours par minute) pour produire de l'électricité. C'est pourquoi le mouvement lent du rotor est accéléré par un multiplicateur. Certains types d'éoliennes n'en sont pas équipés, leur générateur est alors beaucoup plus gros et beaucoup plus lourd.

L'énergie mécanique transmise par le multiplicateur est transformée en énergie électrique par le générateur. Le rotor du générateur tourne à grande vitesse et produit de l'électricité à une tension d'environ 690 volts. Cette électricité ne peut pas être utilisée directement ; elle est traitée grâce à un convertisseur, puis sa tension est augmentée à 20 000 Volts par un transformateur. L'électricité est alors acheminée à travers un câble enterré jusqu'à un poste de transformation, pour être injectée sur le réseau électrique, puis distribuée aux consommateurs les plus proches.

Les principaux composants électriques d'une éolienne

- le Pitch (1),
- la génératrice fonctionnant à vitesse variable (2), entraînée par le multiplicateur (8),
- le bâtiment électrique (3) comprenant :
 - le PLC (4) industriel,
 - le variateur électronique de fréquence pleine échelle (5),
 - l'onduleur et filtre d'harmoniques (5a)
 - l'unité de refroidissement (5b)
 - le transformateur (6),
 - les cellules moyennes tension (7).

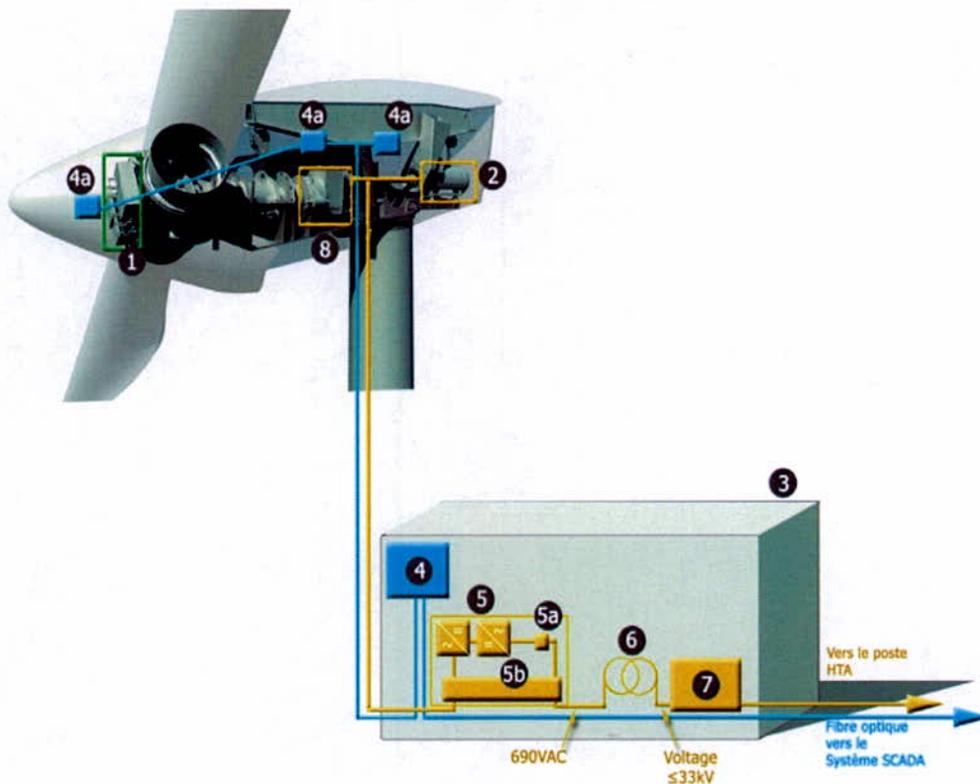


Fig 1.3– Les principaux composant d'une éolienne[Document Vergnet].

L'énergie produite par une éolienne dépend de plusieurs paramètres : la longueur des pales, la vitesse du vent et la densité de l'air. La puissance produite par une éolienne augmente avec le carré de la longueur des pales, et avec le cube de la vitesse du vent. Ainsi, une éolienne produira quatre fois plus d'énergie si la pale est deux fois plus grande et, lorsque la vitesse du vent double, la production sera multipliée par 8. La densité de l'air entre également en jeu : une éolienne produit 3 % de plus d'électricité si, pour une même vitesse de vent, l'air est 10 degrés plus froid. Pluie ou neige n'ont, quant à elles, aucune influence.

Le vent étant freiné par les obstacles au sol, la vitesse du vent augmente avec l'altitude. De ce fait, le vent en haut d'une éolienne soufflera plus fort qu'en bas du rotor. Dans le cas d'une éolienne à une ou deux pales, la variation de la force sur le moyeu est alors importante, car lorsqu'une pale est au plus haut (et donc produit le plus), l'autre pale est au plus bas (et produit le moins), obligeant alors la mise en place de systèmes spécifiques. En revanche, l'installation de trois pales

permet une compensation de ces différences et une moindre variation de puissance à chaque rotation du rotor.

La production électrique varie selon la vitesse du vent :

- Lorsque le vent est inférieur à 10 km/h, l'éolienne est arrêtée car le vent est trop faible. Cela n'arrive que 15 à 20 % du temps.
- Entre 10 et 36 km/h, la totalité de l'énergie du vent disponible est convertie en électricité, la production augmente très rapidement.
- À partir de 36 km/h, l'éolienne approche de sa production maximale : les pales se mettent progressivement à tourner sur elles-mêmes afin de réguler la production.
- A 45 km/h, l'éolienne produit à pleine puissance. Les pales sont orientées en fonction de la vitesse du vent.
- La production reste constante et maximale jusqu'à une vitesse de vent de 90 km/h.
- A partir de 90 km/h, l'éolienne est arrêtée progressivement pour des raisons de sécurité, et les pales sont mises en drapeau. Cela n'arrive que sur les sites très exposés, quelques heures par an, durant les fortes tempêtes.

Une éolienne dispose de trois freins principaux (chacune des trois pales), mais est également équipée d'un frein mécanique afin d'assurer l'arrêt rapide de la machine et son immobilisation lors de la maintenance comme montre la fig. 4, on distingue :

- 1) -Freinage aérodynamique: aérofreins: pivotement à 90° de la pale entière ou de l'extrémité
- 2) -Freinage mécanique: freins à disque sur axe lent et/ou axe rapide.
- 3) -Freinage électromagnétique.

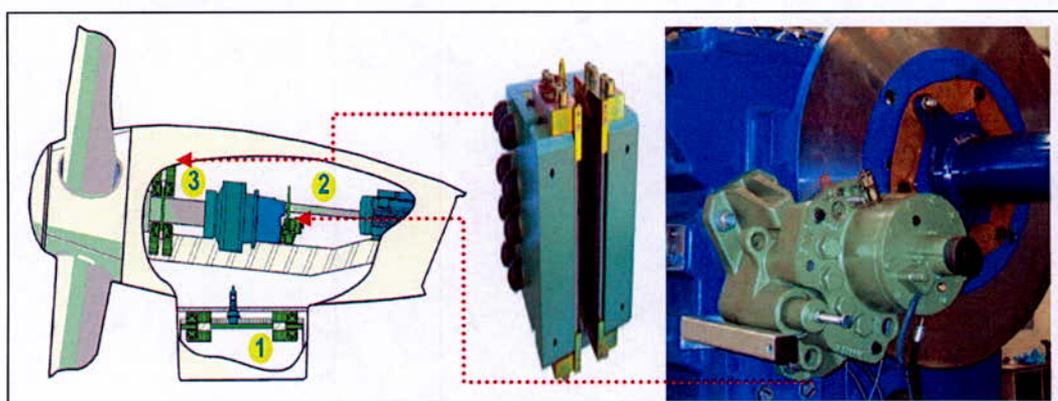


Fig 1.4-Système de freinage des éoliennes[Doc. Vestas modern energy].

Eolienne offshores

Les éoliennes offshores fonctionnent sur le même principe que les éoliennes terrestres, et les principaux composants restent proches de ceux utilisés sur terre. Cependant, un élément est très différent des éoliennes terrestres : leurs fondations. Ces dernières sont réalisées en fonction de la profondeur ainsi que des caractéristiques du fond marin. Elles peuvent être en béton ou en métal. La fondation en métal est réalisée soit par un pieu enfoncé profondément dans le sol marin, soit

par un tripode posé ou enfoncé légèrement dans le sol, pouvant être proche des technologies utilisées par l'industrie pétrolière offshore.

Les **éoliennes** offshore actuelles ne peuvent être installées qu'à des profondeurs inférieures à 30 mètres.

Les éoliennes offshore sont beaucoup plus puissantes que celles utilisées sur terre : leur puissance peut atteindre 5 MW, contre 3 pour l'éolien terrestre.

Le raccordement des parcs éoliens offshore est également spécifique en raison de la très forte puissance de ces parcs et de l'éloignement du réseau électrique : ce raccordement est réalisé grâce à ces câbles sous-marins à courant continu, technologie spécifique utilisée généralement pour les interconnexions sous marines. Les prototypes d'éoliennes flottantes sont actuellement en cours d'étude afin de permettre l'installation sur des zones plus profondes, multipliant alors le potentiel exploitable.

1.2-Normes Eolien

1-2.1-Normes applicables aux systèmes de production d'énergie éolienne:

Seuls trois pays européens ont des normes nationales pour les applications éoliennes : le Danemark, l'Allemagne et les Pays Bas. Ces trois pays sont les premiers à avoir développé l'énergie éolienne à grande échelle. L'installation des turbines éoliennes est généralement basée sur un type de certification prenant en compte l'évaluation de la conception, les essais sur prototype et la gestion de qualité.

1-2.2-Norme ISO

La Norme : ISO 81400-4 : 2005 Aérogénérateurs -Partie 4 Conception et spécification des boîtes de vitesses. Cette norme, établie la conception et les spécifications des boîtes de vitesse pour turbines éoliennes de puissances inférieures ou égales à 2MW.

Cette norme peut être appliquée à des turbines éoliennes de puissances plus élevées à condition, de modifier les grandeurs définies par la norme pour s'adapter aux caractéristiques des turbines éoliennes de puissance plus élevée.

1-2.3-Norme IEC

Les normes internationales de l'IEC pour l'énergie éolienne sont développées par les groupes de travail du Comité technique - 88 (TC-88). La norme principale éditée par le TC88 est l'IEC – 61400. La Norme IEC 61400-21: traite de la qualité de l'énergie « Mesure et évaluation de la qualité de l'énergie des aérogénérateurs reliées au réseau » entre autre :

1- Définition et spécification des grandeurs permettant de caractériser la qualité de l'énergie d'une turbine éolienne;

2- Les Procédures de mesure pour quantifier ces grandeurs ;

3- Les Procédures de validation avec les exigences de qualité de l'énergie, incluant notamment une estimation de la qualité de l'énergie attendue lors du développement sur un site donné (fonctionnement par groupes de turbines).

4- Les mesures de sécurité, l'assurance qualité, les exigences de conception, les conditions de sécurité des Aérogénérateurs, y compris la conception, l'installation, l'entretien, et l'exploitation dans différentes conditions environnementales.

Cette norme a pour objet de fournir un niveau de protection approprié contre les dommages causés par tous les risques pendant la durée de vie prévue.

La norme IEC 61400-24 pour la mise à la terre : « Protection contre la foudre ».

1-3-Spécificités liées à la technologie des aérogénérateurs

Un aérogénérateur est une machine qui transforme l'énergie éolienne pour produire de l'énergie électrique. La technologie des aérogénérateurs a énormément évolué ces dernières années, entraînant une spécialisation des différents types d'éoliennes.

Plusieurs types de machines électriques peuvent être utilisés pour fonctionner en génératrice dans un système aérogénérateur qui demande des caractéristiques très spécifiques. Le cahier des charges pour une génératrice éolienne varie selon le type et les dimensions géométriques des pales. Les deux types des machines électriques les plus utilisés dans l'industrie éolienne sont les machines synchrones et les machines asynchrone sous leurs diverses variantes :

1-3-1-Génératrice synchrone

Type de machine très utilisé dans la pluparts des procédés traditionnels de production d'électricité (centrales électriques, thermiques et nucléaires) la génératrice utilisée dans le domaine éolien sont ceux de 500kW à 2MW , lorsque ce type de machine est directement raccordé au réseau sa vitesse de rotation est fixe et proportionnelle à la fréquence du réseau, en conséquence de cette grande rigidité de la connexion générateur –réseau , les fluctuations du couple capté par l'aéroturbine se propage sur tous le train de puissance ,jusqu'à la puissance produite , c'est pourquoi les génératrices synchrones ne sont pas directement connectés au réseau ils doivent être connectés au réseau par l'intermédiaire de convertisseurs de puissance pour avoir un découplage entre la vitesse de rotation de la machine et la fréquence du réseau voir fig. 1.5.

1-3-2-Génératrice Asynchrone

Pratiquement toutes les éoliennes à vitesse fixe utilisent des machines à induction, la connexion directe au réseau de ce type de machine est plus douce grâce à la variation du glissement se produisant entre le flux du stator et la vitesse de rotation du rotor. L'introduction de convertisseurs de puissance entre la machine et le réseau permet de découpler la fréquence du réseau et la vitesse de rotation de la machine et ainsi de faire fonctionner l'aérogénérateur à vitesse variable. Les désavantages des machines à induction sont la consommation de la puissance réactive et le courant très élevé au démarrage (ces deux problèmes sont résolus par l'utilisation de l'électronique de puissance).

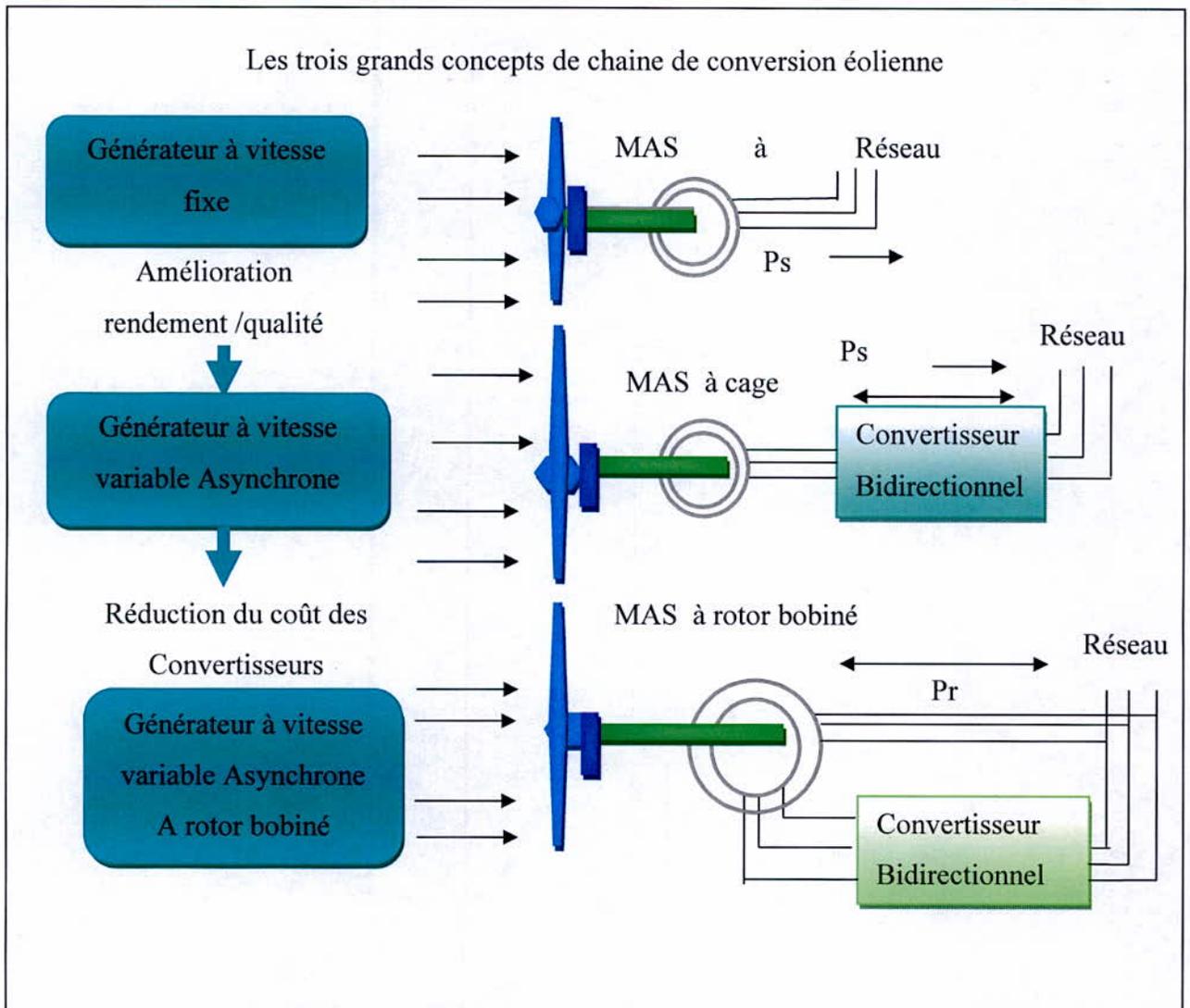


Fig 1.5- Les trois grands concepts de conversion éolienne

1-4-Avantages et inconvénients des différents types de générateurs.

Ce tableau présente les différents avantages et inconvénients des génératrices asynchrones utilisées dans les éoliennes.

Tableau .1.1 –Avantages et inconvénients des différents types de générateurs.

Type de générateur	Avantages	Inconvénient
Moteur asynchrone à vitesse fixe	<ul style="list-style-type: none"> -Machine robuste -Faible coût -Pas d'électronique de puissance 	<ul style="list-style-type: none"> -Puissance extraite non optimisée -Maintenance boîte de vitesse -Pas de contrôle de l'énergie réactive -Magnétisation de la machine imposée
MADA Vitesse variable	<ul style="list-style-type: none"> -Fonctionnement à vitesse variable -Puissance extraite optimisée -Electronique de puissance -Dimensionnée à 30% de la puissance nominale -Machine standard -Connexion de la machine plus facile à gérer -Une magnétisation de la machine gérée en cas de défaut sur le réseau 	<ul style="list-style-type: none"> -Maintenance boîte de vitesse -Prix de l'électronique de puissance -Contrôle-commande complexe -Contacts glissants bagues -balais
MSAP Vitesse variable	<ul style="list-style-type: none"> -Fonctionnement à vitesse variable sur toute la plage de vitesse -Puissance extraite optimisée pour les vents faibles -Connexion de la machine facile à gérer -Possibilité d'absence de boîte de vitesse 	<ul style="list-style-type: none"> -Prix de l'électronique de puissance -Machine spécifique -Grand diamètre de machine -Electronique de puissance -Dimensionnement de la machine pour la puissance nominale de la génératrice

1-5-Capacité de réglage des différentes génératrices

Ce tableau présente la capacité de réglage des différentes génératrices utilisées dans les turbines éoliennes

Tableau 1.2 Capacité de réglage des différentes génératrices

Type de générateur	Interface réseau	Moyen de contrôle	Fonctionnement possible	Services systèmes
Moteur asynchrone à vitesse fixe	(Facultatif) Gradateur Bancs de condensateurs	Pitch contrôle	Contrôle P approximatif Contrôle Q Approximatif si condensateurs	Non
MADA Vitesse variable	Convertisseur électronique AC/AC au rotor AC/DC puis DC/AC	Pitch contrôle Couple génératrice	Contrôle P Contrôle Q	Participation limitée : au réglage de fréquence au réglage de la tension tant qu'il y'a du vent
MSAP Vitesse variable	Convertisseur AC/AC au stator AC/DC puis DC/AC	Pitch control(ou stall control) Couple génératrice	Contrôle P Contrôle Q Fonctionnement en isolé	Réglage de fréquence Réglage de la tension Ilotage tant qu'il y'a du vent

1-6-Conclusion

Dans ce chapitre il a été présenté une synthèse des différents types d'éoliennes de grande puissance raccordées au réseau ainsi que leurs capacités de réglage , les éoliennes à vitesse fixe permettent peu de réglage et fonctionnent comme générateurs passifs, les éoliennes à vitesse variable offrent plus de possibilités de réglage , mais ont un cout plus élevé . L'éolienne à base d'une machine synchrone à aimants permanents offre des capacités qui pourraient lui permettre de participer aux réglages du réseau dans certaines conditions de vents.

Chapitre 2

2-Notion d'aérodynamique

L'expression de la puissance produite par une turbine éolienne est donnée par

$$P = \frac{1}{2} C_p \cdot S \cdot \rho \cdot V^3 \quad (1)$$

Avec

V: la vitesse du vent amont en m/s

C_p: le coefficient de puissance de l'éolienne valeur maximale 0.593

ρ: densité de l'air Kg/m³

S: la section balayée par les pales (m²) de rayon R (m)

Le coefficient C_p dépend de la vitesse du vent en amont V, le nombre de pales, de leur rayon de leur angle de calage et de leur vitesse de rotation. En pratique on atteint des valeurs de 0.4 à 0.5 pour les meilleures éoliennes actuelles.

On définit le coefficient de vitesse spécifique, qui est égale au rapport de la vitesse périphérique des pales U et la vitesse du vent V :

$$\lambda = \frac{U}{V} = \frac{\omega R}{V} \quad (1.1) \quad \omega: \text{vitesse angulaire de rotation des pales rd/sec}$$

Pour des raisons de décollement des filets fluides sur les pales (régime de turbulence), et de vibration, U doit être inférieure à 100 m/s, si l'on considère une vitesse moyenne de vent de 10 m/s, λ doit être inférieur à 10. On déduit de Eq (1.1) l'expression du couple éolien

$$T_w = \frac{1}{2} \frac{C_p}{\lambda} \cdot \rho S \cdot R \cdot V^2 \quad (1.2)$$

Dimensions des éoliennes

Estimation du diamètre:

$$P = \frac{1}{2} \left(\pi \frac{D^2}{4} \right) \rho C_p \cdot V^3 \quad (2)$$

$$\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$$

$$V = 15 \text{ m/s}$$

$$C_p = 0.43$$

$D = \text{diamètre Éolien}$

$$D = 0.05 \sqrt{P} \quad (2.1)$$

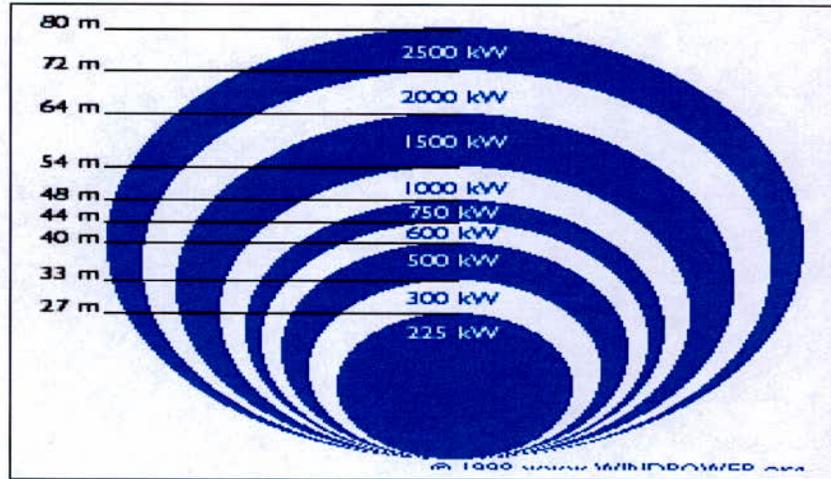


Fig.-2.1-Dimensions des éoliennes [www. Windpower. 1998]

L'estimation du diamètre d'une éolienne est calculée par la relation (2.1), la fig. 2.1 représente la mesure du diamètre pour une éolienne de puissance donnée.

La nacelle qui supporte l'axe de rotation est placée en haut d'une tour tubulaire en acier. La hauteur est normalement choisie en fonction de l'influence de la « rugosité » du sol. L'ordre de

grandeur pour une hauteur « standard » du moyeu de la turbine est :

$$Hh \approx D = 2 \cdot R_t \quad (2.2) \quad R_t : \text{Rayon de la pale}$$

2-1-Effets pitch et stall

A partir d'une certaine vitesse de vent, la puissance mécanique transmise par l'aéro turbine est supérieure à la puissance nominale du générateur électrique, dont les éléments sont dimensionnés autour de la puissance nominale, ils ne peuvent donc pas supporter des grandeurs supérieures à une certaines limites, il faut donc limiter la puissance captée par l'éolienne lorsque le vent devient trop important.

Il existe deux types de contrôle de la puissance aérodynamique d'une éolienne :

1-Le comportement peut être contrôlé activement en modifiant l'angle de calage des pales autour de leur axe longitudinal (le pas variable) ce type de contrôle appelé « Pitch contrôle » permet aussi de freiner la turbine si nécessaire.

Le comportement aérodynamique des pales peut évoluer de manière passive en fonction de la valeur du coefficient de vitesse spécifique, en effet à partir d'une certaine vitesse de vent, la turbulence provoquée par le profil des pales entraîne un décrochage aérodynamique et par la suite une décroissance du couple capté par les pales, le point de décrochage dépend aussi de l'angle de calage, donc l'angle de calage peut être modifier légèrement pour provoquer ce décrochage ce type de contrôle est appelée « Stall contrôle ».

Une grande partie des machines actuelles, utilisent le contrôle à pas variable (le pitch control. Certains aérogénérateurs combinent les avantages des deux systèmes

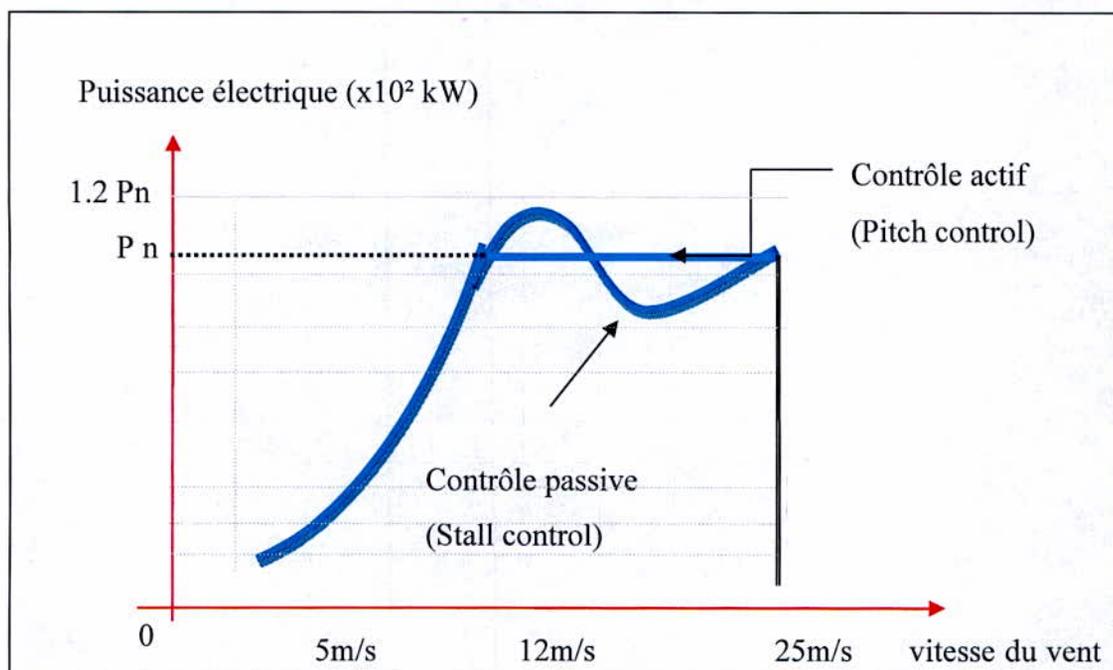


Fig.-2.2-Courbe de puissance d'une éolienne

2-2 Contrôle direct de la vitesse

Dans le cas de l'éolienne à Pitch control on distingue deux types de fonctionnement :

- Le fonctionnement à charge partielle (the partiel load) ;
- Le fonctionnement à pleine charge (the full load).

Le fonctionnement à charge partielle vise à optimiser la conversion de l'énergie jusqu'à limitation de la vitesse de rotation dans ce cas l'angle de calage β est fixe. On distingue trois zones de fonctionnement, comme montre les figures. 2.2, 2.3 et 2.4.

Zone 1 : (λ optimum , C_p maximum et $\beta = 0$)

Cette zone de fonctionnement de l'aérogénérateur est appelée fonctionnement en charge partielle, dans cette zone l'objectif est d'optimiser le rendement énergétique. Ainsi la vitesse de rotation

évolue en fonction de la vitesse du vent de sorte à ce maintenir dans le point de fonctionnement de rendement aérodynamique maximal.

Un seul degré de liberté est en généralement utilisé pour la commande de cette zone, le couple électromagnétique, l'angle de calage est maintenu constant à la valeur correspondante à une capture de puissance maximale. Le contrôle vise à faire varier la vitesse de l'éolienne de manière à rester aux alentours de λ optimum , comme la valeur de β est fixe, le coefficient de puissance de l'éolienne $C_p = C_p \max$

Zone 2 : (N nominale , et $\beta = 0$)

Dans ce cas la variation de vitesse de la machine n'est plus possible parce qu'elle a atteint sa vitesse nominale de rotation, la conversion de l'énergie n'est plus optimale, dans ce cas la il y'a la dégradation de la vitesse spécifique de l'éolienne (l'angle de calage peut prendre des valeurs négative pour optimiser la conversion de l'énergie ou pour limiter la vitesse de la machine).Le fonctionnement à pleine charge : le contrôle dans cette zone vise à maintenir la puissance électrique produite à sa valeur nominale on faisant varier l'angle de calage.

Cette zone de fonctionnement de la turbine éolienne correspond à un fonctionnement à pleine charge, par variation de l'angle de calage on limite la puissance et le couple électromagnétique est maintenu à sa valeur nominale et l'angle de calage régule la vitesse nominale ou la puissance nominale.

Dans le « partielle load », les vitesses de rotation minimale et maximale sont limitées :

On limite la vitesse minimale, pour :

- 1- éviter que l'aérogénérateur tourne à des vitesses de rotation correspondante à la fréquence de résonance de la tour (autour de 0.5 Hz),
- 2- éviter d'exciter la tour pour des vitesses trop basses,
- 3- limiter le glissement de la machine asynchrone,

On limite la vitesse maximale, pour :

a- éviter les efforts subis par les pales et le moyeu (charges inertielles importantes)

b- limiter le glissement de la machine asynchrone,

Zone 3 : (*N_{nominale}* , et *P_{nominale}*)

Dans cette zone de contrôle, la puissance électrique nominale produite par l'éolienne est atteinte à sa vitesse nominale, le fonctionnement dans cette zone vise à maintenir cette puissance produite à sa valeur nominale toute en modifiant l'angle de calage des pales β .

Dans la zone du « full load » le couple électromagnétique, la vitesse de la turbine et de la machine, la puissance électrique et les charges subis par la structure mécanique de l'éoliennes toutes ses grandeurs ont atteints leurs valeurs maximales pour cette raison il faut : a-maintenir la puissance électrique générée à sa valeur nominale,

b-réduire les charges statiques et dynamiques supporté par les différents éléments de l'éolienne.

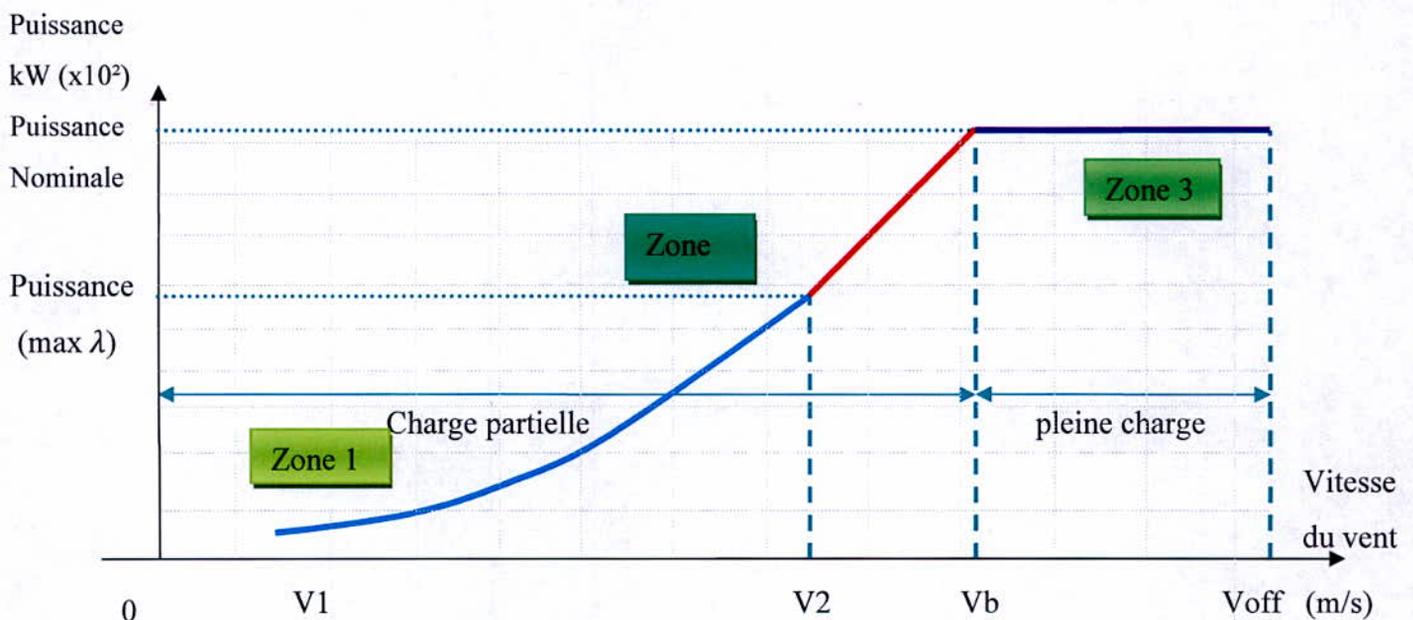
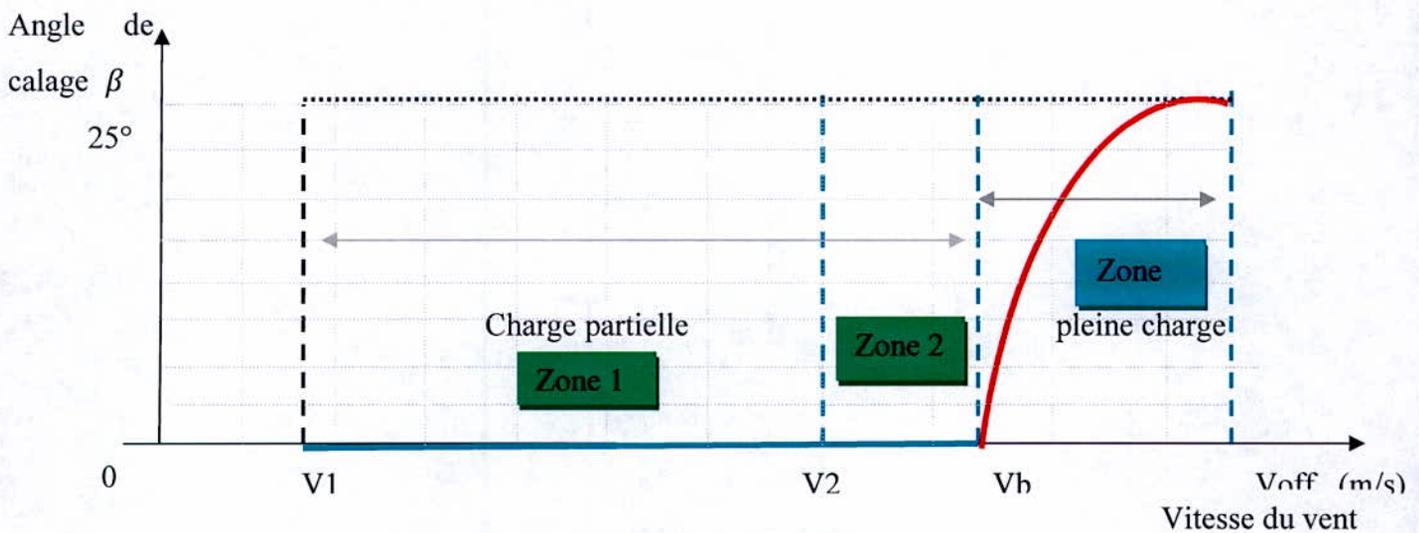
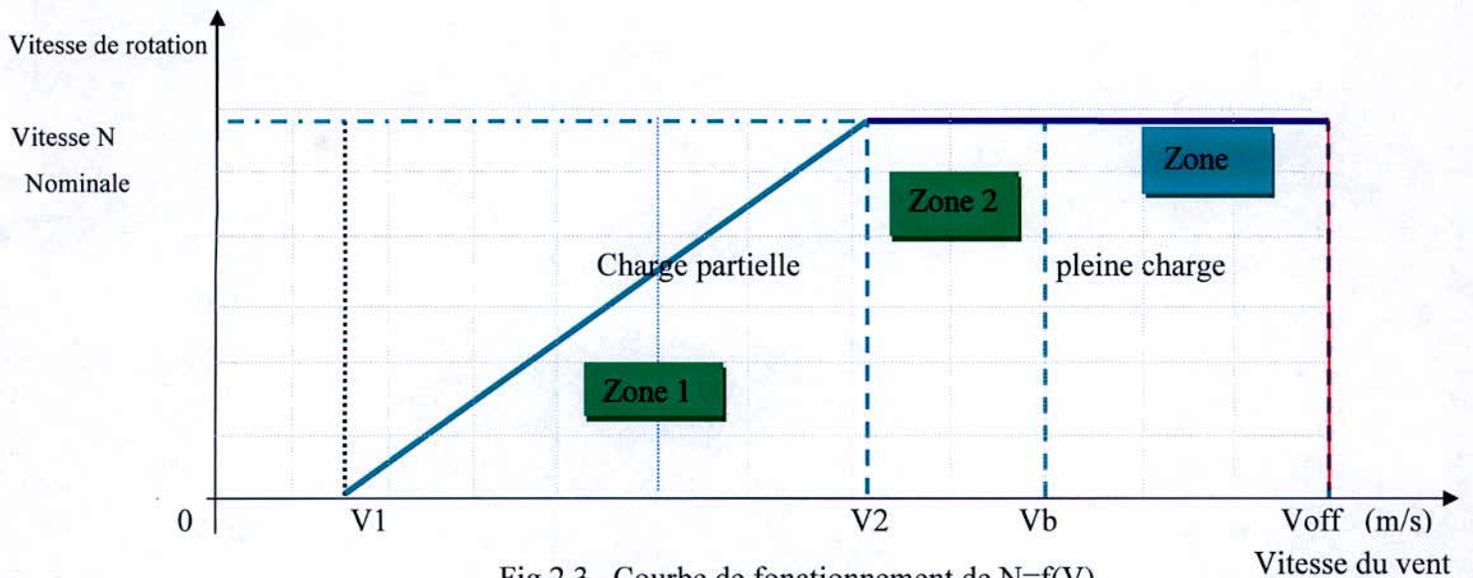


Fig. 2.2 courbe de fonctionnement $P=f(V)$



2-3-Insertion des éoliennes dans le réseau

L'insertion des aérogénérateurs dans un réseau isolé pose des problèmes plus contraignants que dans un grand réseau continental interconnecté. La puissance fournie par ces générateurs est par nature aléatoire. Les variations de vents se traduisent par de fortes variations de puissance fournie, provoquant ainsi des variations de tension, et ce d'autant plus que la puissance de court-circuit du réseau est faible. En outre, aux conditions limites, lorsque le vent dépasse une certaine valeur,

l'éolienne se déconnecte du réseau, faisant passer sa puissance injectée de P_{max} à 0. Lorsque le nombre d'éoliennes dans un réseau isolé est élevé, il est nécessaire d'augmenter la réserve disponible sur les autres moyens de production afin de conserver le contrôle de la fréquence et de la tension et d'éviter ainsi de dégrader la qualité de la puissance fournie.

Ces multiples contraintes incitent les gestionnaires de réseau isolé à limiter le taux instantané de pénétration d'énergie aléatoire dans l'énergie totale injectée sur le réseau (~30%).

2-3-1-Possibilité d'augmentation du taux de pénétration des éoliennes

Il est possibles si ce type de source :

- Participe à la gestion du réseau (service système, dispatchabilité)
- Peut fonctionner en ilotage
- Présente une disponibilité accrue et fiabilisée malgré l'imprévisibilité de la source primaire
- Reste connecté lors de fortes perturbations sur le réseau

Ces objectives seront atteints si :

- En utilisant les possibilités offertes par l'électronique de puissance
- En développant de nouvelles stratégies de commande et de supervision
- En imaginant des structures adaptées de production décentralisées
- En développant le stockage d'énergie à court et à long terme

En développant les systèmes multi sources avec une gestion intégrée et optimisée de l'énergie.

2-3-2-Le choix de la localisation et les études de préfaisabilité

La première étape consiste à s'assurer que le site d'implantation envisagé convient à un projet de parc éolien. Il doit en particulier :

- être suffisamment venté. Dans l'idéal, les vents doivent être réguliers et suffisamment forts, sans trop de turbulences, tout au long de l'année. Des études des vents sur le site sont indispensables ;
- être facile à relier au réseau électrique haute ou moyenne tension ;
- être facile d'accès ;
- ne pas être soumis à certaines contraintes ou servitudes (aéronautiques, radars, etc.) ;
- être d'une taille suffisante pour accueillir le projet,
- prendre en compte le patrimoine naturel et en particulier l'avifaune, éviter les zones protégées.

2-4-Initialisation du modèle éolien à couplage direct

La procédure d'initialisation permet de déterminer la vitesse de rotation de la machine et donc la vitesse angulaire Ωw à partir des puissances actives et réactives et de la tension au nœud de connexion.

Connaissant la puissance active au nœud P, on peut calculer le couple éolien T_w ;

$$T_w = \frac{P}{\Omega w} \quad (3)$$

Une phase intermédiaire consiste à calculer le coefficient de vitesse spécifique λ en fonction de T_w . Une phase intermédiaire consiste à déterminer le coefficient de vitesse spécifique λ

Phase de résolution du système ; détermination la valeur de λ .

Connaissant la valeur de la valeur de λ , on calcul la valeur initial de V (vitesse du vent)

$$V = \frac{\Omega w \cdot R}{\lambda} \quad (3.1).$$

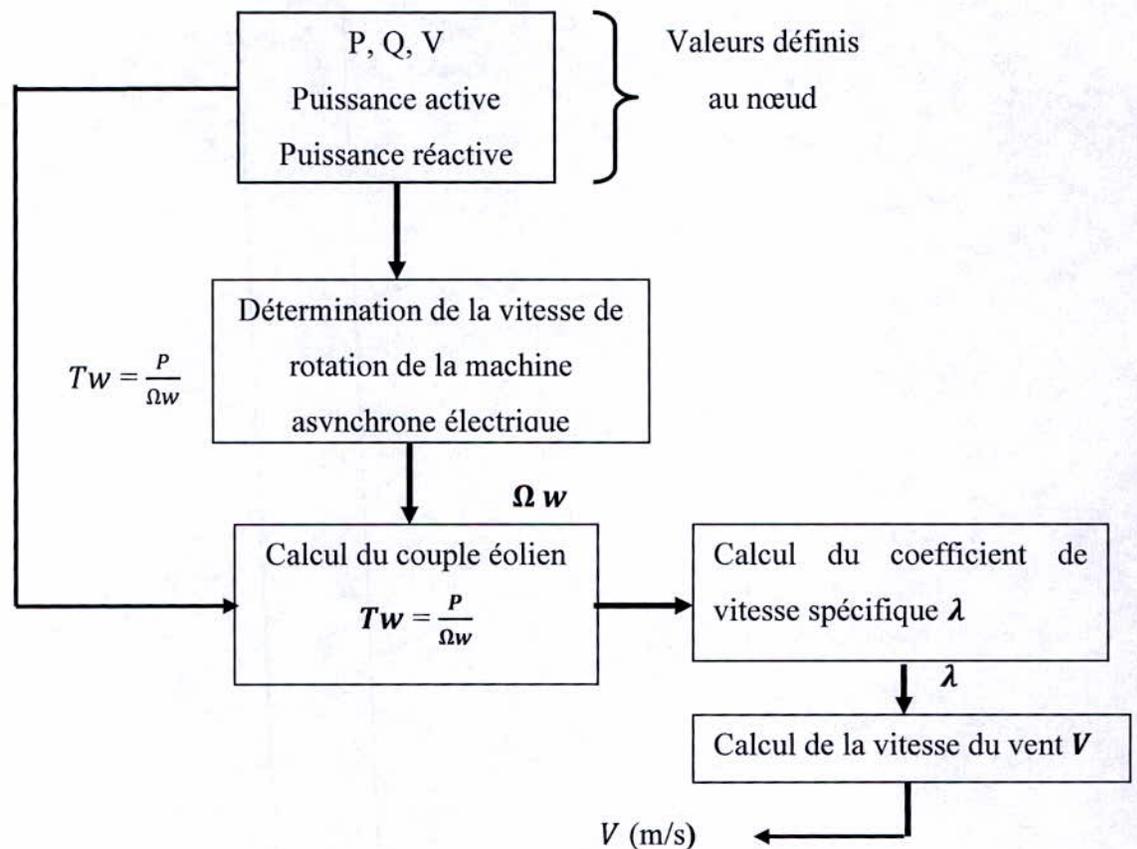


Fig 2.5 Organigramme 1 de calcul de la vitesse du vent

2-5-Initialisation du modèle éolien à vitesse variable (à contrôle de vitesse indirect)

La phase d'initialisation se base sur la caractéristique de variation de la puissance en fonction du vent :

1- Cas ou : $0 < P < P_{max\lambda}$

Si la puissance définie au nœud est inférieure à $P_{max\lambda}$ (voir fig. 11) cela signifie que l'éolienne fonctionne en partial load 1, dans cette zone de fonctionnement, l'éolienne fonctionne à λ_{max} donc à C_p_{max} ($\beta \approx 0$), on peut déterminer la vitesse du vent V connaissant les valeurs de C_p_{max} et la puissance produite P .

$$P = \frac{1}{2} C_p_{max} \cdot \rho \cdot S V^3 \quad (3.2)$$

$$V = \left(\frac{2 \cdot P}{C_p_{max} \cdot \rho \cdot S} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (3.3)$$

A partir de la vitesse du vent V on peut initialiser la valeur de la vitesse de rotation des pales Ω_w

$$\Omega_w = \frac{\lambda_{opt} \cdot V}{R} \quad (3.4)$$

2-Cas ou : $P_{max\lambda} < P < P_{nom}$

Dans ce cas le fonctionnement de l'éolienne se trouve dans la zone Partial load2, dans cette zone la vitesse de rotation est égal à la valeur nominale $\Omega_w = \Omega_{nom}$ et $N = N_{nom}$

Connaissant la valeur de puissance produite on peut déterminer le couple éolien T_w (cas d'une éolienne à couplage direct)

2-Cas ou : $P = P_{nom}$

La vitesse du vent dans ce cas est choisie juste supérieure à la vitesse de basculement

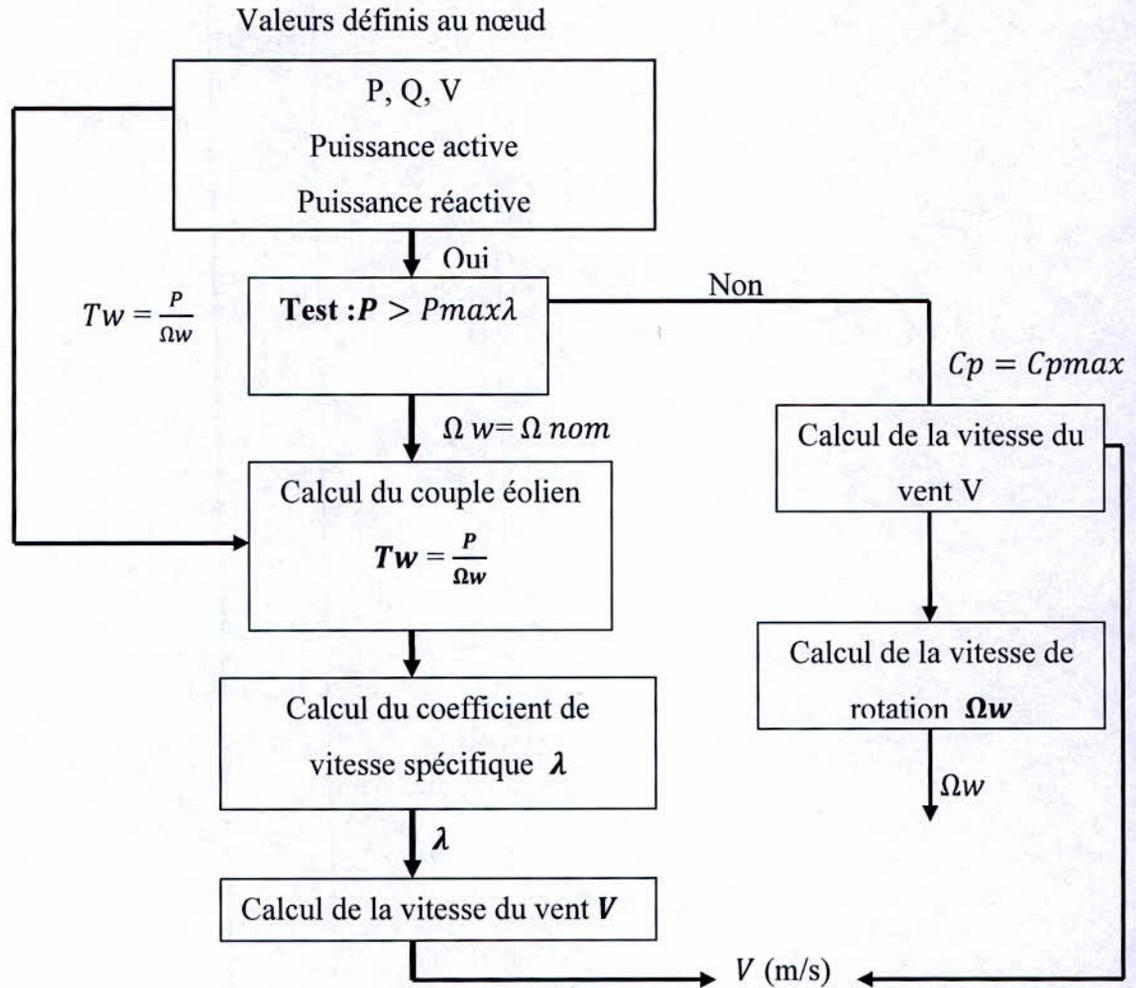


Fig.2.6 Organigramme 2 de calcul de la vitesse du vent

-Expression du Cp

Les expressions rapprochées du coefficient de puissance pour les turbines de puissance des éoliennes à vitesse fixe et à vitesse variable :

▪ **Eoliennes à vitesse fixe**

$$Cp(\lambda, \beta) = 0.44 \left(\frac{125}{\lambda i} - 6.94 \right) e^{-\frac{16.5}{\lambda i}} \quad (3.5)$$

Avec

$$\lambda i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda} + \frac{0.002}{\beta^3 + 1}} \quad (3.5-1)$$

▪ **Eoliennes à vitesse variable**

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.73 \left(\frac{151}{\lambda i} - 0.58\beta - 0.002\beta^{2.14} - 13.2 \right) e^{-\frac{18.4}{\lambda i}} \quad (3.5.2)$$

$$\lambda i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda - 0.02\beta} + \frac{0.003}{\beta^3 + 1}} \quad (3.5.3)$$

2-6- Caractéristiques techniques de l'éolienne de type GEV HP de Vergnet 1MW

Les caractéristiques de l'éolienne VERGNET sont présentées dans le tableau suivant :

Tableau 2.1 .Caractéristiques de l'éolienne VERGNET GEV HP

Diamètre (m)	62
Puissance nominale (kW)	1 000
Classe selon IEC 61400-1	III
Vent moyen maxi annuel (m/s à hauteur de moyeu)	7,5
Facteur de Weibull (pour la conception)	2
Classe de turbulence selon IEC 61400-1	A
Cut out vitesse de vent de coupure (m/s moyenne 10 minutes)	25
Cut in vitesse de vent début de production (m/s moyenne 10 min)	3
Vitesse de vent nominale (m/s)	15
Surface balayée (m ²)	3 019
Vitesse variable de rotation de l'hélice (tr/mn)	12 à 23
Vitesse du bout de pale (m/s)	39 à 74
Coefficient de puissance Cp (maxi de la courbe) Voir courbe Cp = f(Vvent) ci-après	0,43
Rafale extrême cinquanteaire (m/s sur 3 secondes)	52.5
Vent maxi de montage (m/s sur 10 mn)	15
Vent maxi de manœuvre anticyclonique (m/s sur 10 mn)	15
Vent maxi de maintenance (m/s sur 10 mn)	15

A l'aide des caractéristiques de l'éolien de type GEV HP de Vergnet (puissance en fonction de la vitesse de vent, mesures de niveau de bruits acoustiques de l'éolienne) nous avons tracé les courbes de puissance, du coefficient de puissance et de la puissance acoustique en fonction de la vitesse du vent.

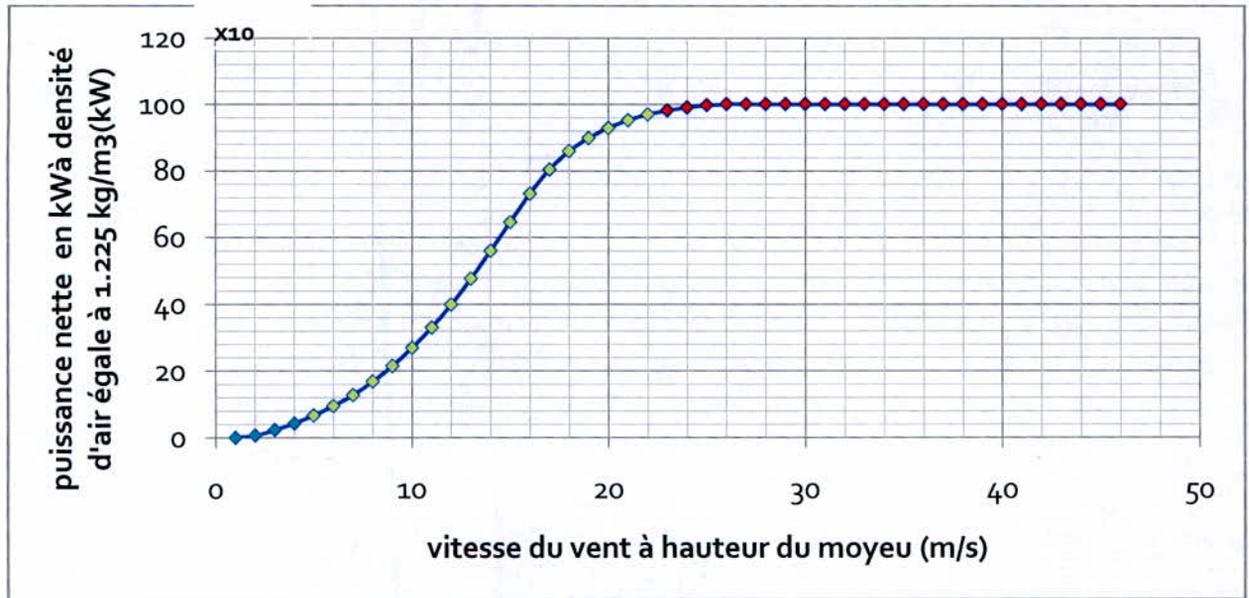


Fig 2.7 Courbe de variation de puissance de l'éolienne GEV HP de Vergnet

- Vitesse de démarrage

Normalement, les éoliennes sont conçues pour démarrer à des vitesses de vent de 3 à 5 m/s. On appelle cette vitesse la vitesse de démarrage. Sur le graphe (voir fig. 14), la zone bleue à gauche montre la petite quantité de puissance perdue à cause du fait que l'éolienne ne démarre qu'à une vitesse de 5 m/s.

- Vitesse de coupure

L'éolienne est normalement programmée pour s'arrêter automatiquement lorsque le vent souffle à plus de 25 m/s afin d'éviter tout endommagement de l'éolienne ou de son entourage. La vitesse à laquelle l'éolienne s'arrête est appelée la vitesse de coupure. La petite zone rouge du graphe (voir fig. 15) représente la puissance qui est perdue à cause de vitesses de vent trop fortes.

Dans la pratique, on doit donc prendre la moyenne des différentes mesures pour chaque vitesse de vent et les utilisées pour tracer le graphe. De plus, il est difficile d'obtenir des mesures précises de la vitesse du vent. S'il y a une erreur de seulement 3 % dans la mesure de la vitesse du vent, le contenu énergétique réel du vent pourra être 9 % supérieur ou inférieur au résultat obtenu (le contenu énergétique varie avec le cube de la vitesse du vent).

Par conséquent, il faut prévoir un risque d'erreur de +/- 10 %, même dans les courbes de puissance certifiées.

Une courbe de puissance n'indique pas la puissance que produira une éolienne à une certaine vitesse moyenne du vent, le contenu énergétique du vent varie considérablement avec la vitesse du vent.

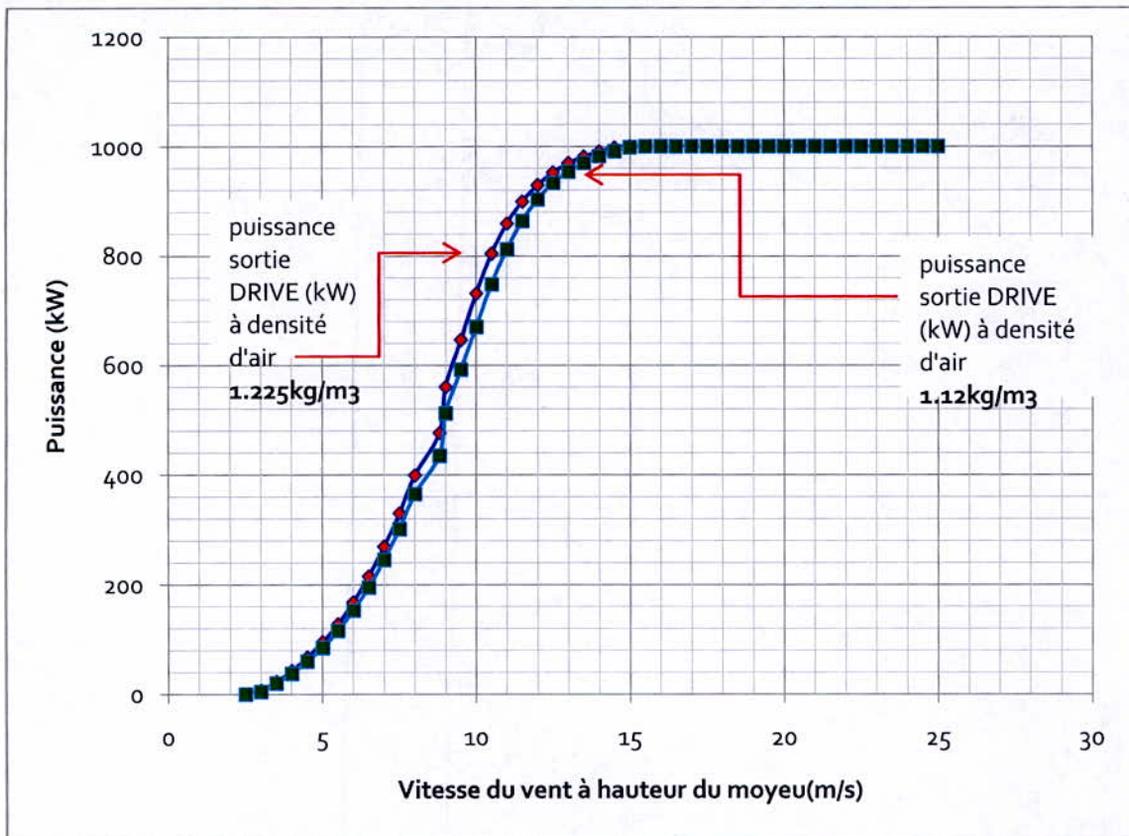


Fig 2.8 Courbe de variation de la puissance en fonction de la vitesse du vent

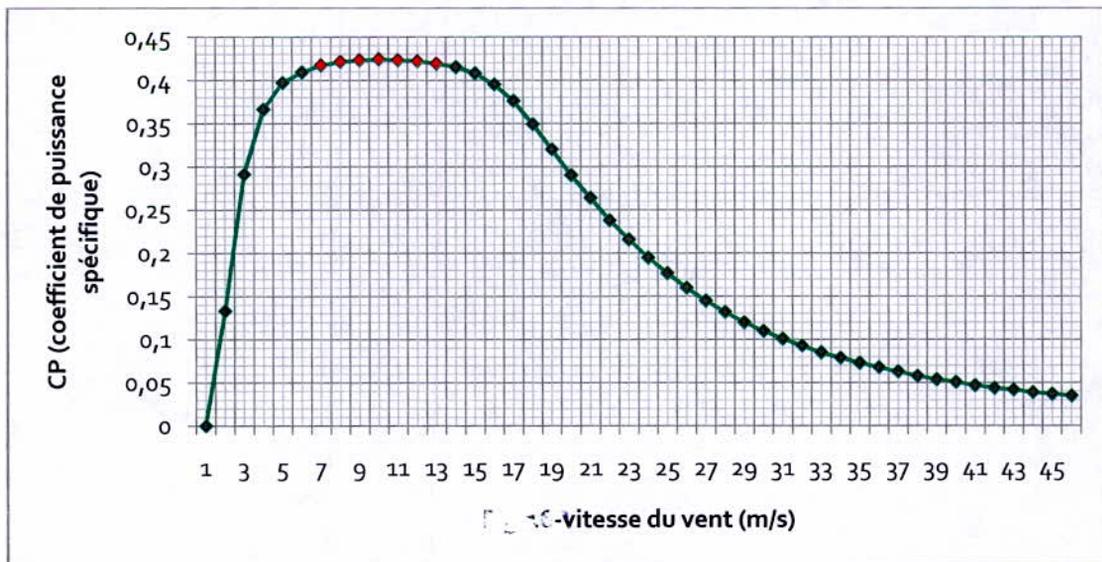


Fig. 2.9 Courbe de variation du Cp en fonction de la vitesse du vent

Le coefficient de puissance indique l'efficacité avec laquelle l'éolienne convertit l'énergie du vent en électricité. Le graphe (fig. 16) montre la courbe du coefficient de puissance pour une éolienne typique. Bien que l'efficacité moyenne d'une telle éolienne soit normalement supérieure à 20 %, elle varie considérablement avec la vitesse de vent. L'efficacité mécanique de l'éolienne est la plus élevée (44 % dans ce cas) à une vitesse de vent entre 9 m/s et 15 m/s. Cette valeur a été choisie délibérément par les ingénieurs qui ont conçu l'éolienne.

A des vitesses de vent faibles, l'efficacité n'est pas un sujet très important étant donné qu'il n'y a pas beaucoup d'énergie à récupérer. A des vitesses de vent élevées, l'éolienne perd forcément toute énergie excédant la quantité pour laquelle l'éolienne a été conçue. *La question d'efficacité trouve donc avant tout sa valeur à des vitesses de vent où l'on trouve la plus grande partie de l'énergie récupérable.*

Puissance acoustique d'une éolienne

Il est extrêmement difficile de mesurer de façon précise le bruit d'une éolienne. A des vitesses de vent de 8 m/s ou plus, il semble même absurde de discuter les émissions sonores d'une éolienne moderne, les bruits de fond masquant en général complètement tout bruit émis par l'éolienne.

L'énergie des ondes sonores (et donc l'intensité sonore) diminue avec le carré de la distance à la source du son.

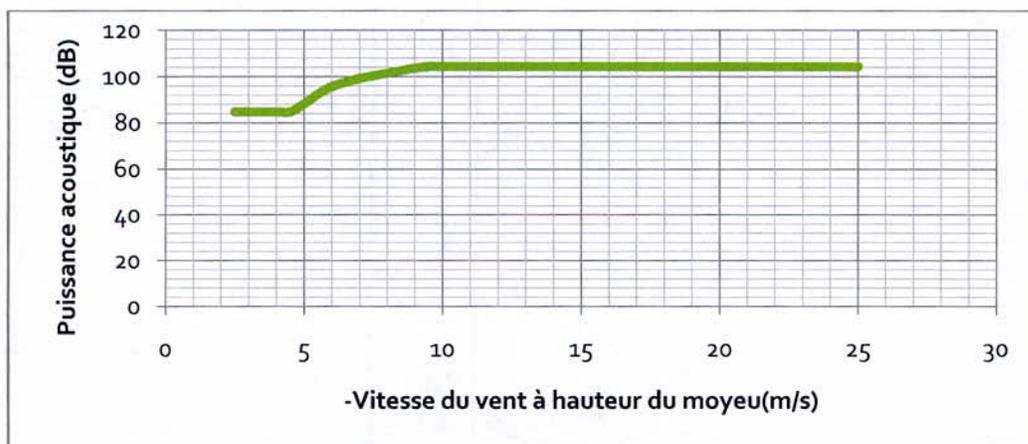


Fig. 2.10 Puissance acoustique à la source (hauteur du moyeu) en fonction de la vitesse du vent

2-7-Stratégie de commande d'une éolienne à vitesse variable

Ce schéma montre les différentes commandes, points de consignes et points de référence de l'éolienne à vitesse variable.

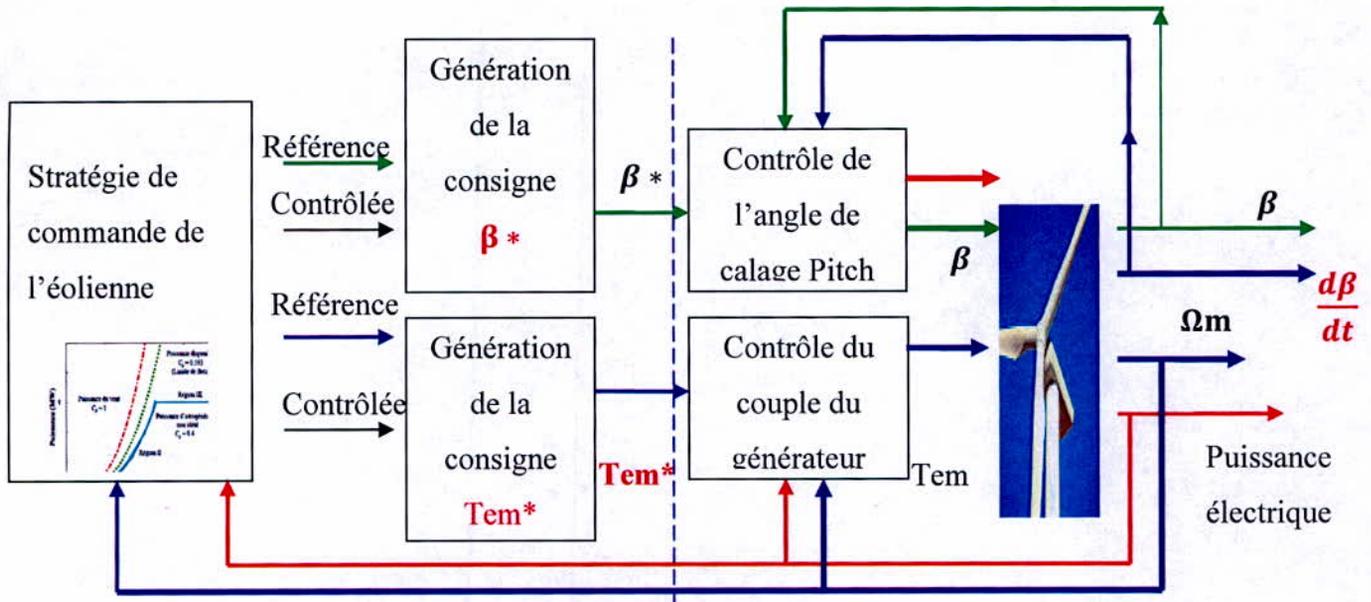


Fig.-2.11 Stratégie de commande d'une éolienne

Valeurs de référence : β^* , T_{em}^* , Ω^*
 Grandeurs contrôlées : β , T_{em} , Ω

Chapitre 3

3-Programme de simulation KahraRiah

3-1-Introduction

Dans le cadre de ce projet et afin de pouvoir simuler le comportement d'une éolienne connectée au réseau électrique selon les différentes zones de fonctionnement citées ci-dessus, une application informatique dénommée KahraRiah a été développée sous Visual Basic.

L'application est un programme dans lequel le modèle physique d'une éolienne donnée a été implémenté. Celui-ci permet à l'utilisateur de calculer pour chaque puissance électrique appelée par le réseau, un certain nombre de paramètres à savoir :

- La vitesse du vent nécessaire à l'éolienne pour produire cette puissance.
- Le coefficient spécifique de puissance C_p et sa courbe pour différentes valeurs de β .
- La vitesse de rotation des pâles N , la vitesse angulaire Ω w et la vitesse périphérique U .
- Le coefficient de vitesse λ .
- Le couple mécanique développé par le rotor de l'éolienne.

3-2-Description des différentes phases du programme

Etape 1 :

Dans cette étape, le programme initialise et calcule les paramètres nécessaires au fonctionnement de l'application. Ces paramètres seront affichés sur la vue graphique « Données éolienne » (Voir Figure 19).

Ces paramètres sont, entre autres, la puissance nominale de l'éolienne, la puissance maximale correspondant à C_{pmax} , les seuils de vitesses du vent V_1 , V_2 , V_3 et V_{off} délimitant les zones de fonctionnement de l'éolienne, la vitesse de rotation nominale de l'éolienne, les dimensions de l'éolienne (Rayon, Surface balayée), le nombre de pales, vitesse spécifique maximale λ_{max} , C_{pmax} , angle de calage maximum β .

3-3-Structure de l'algorithme de l'application KahraRiah

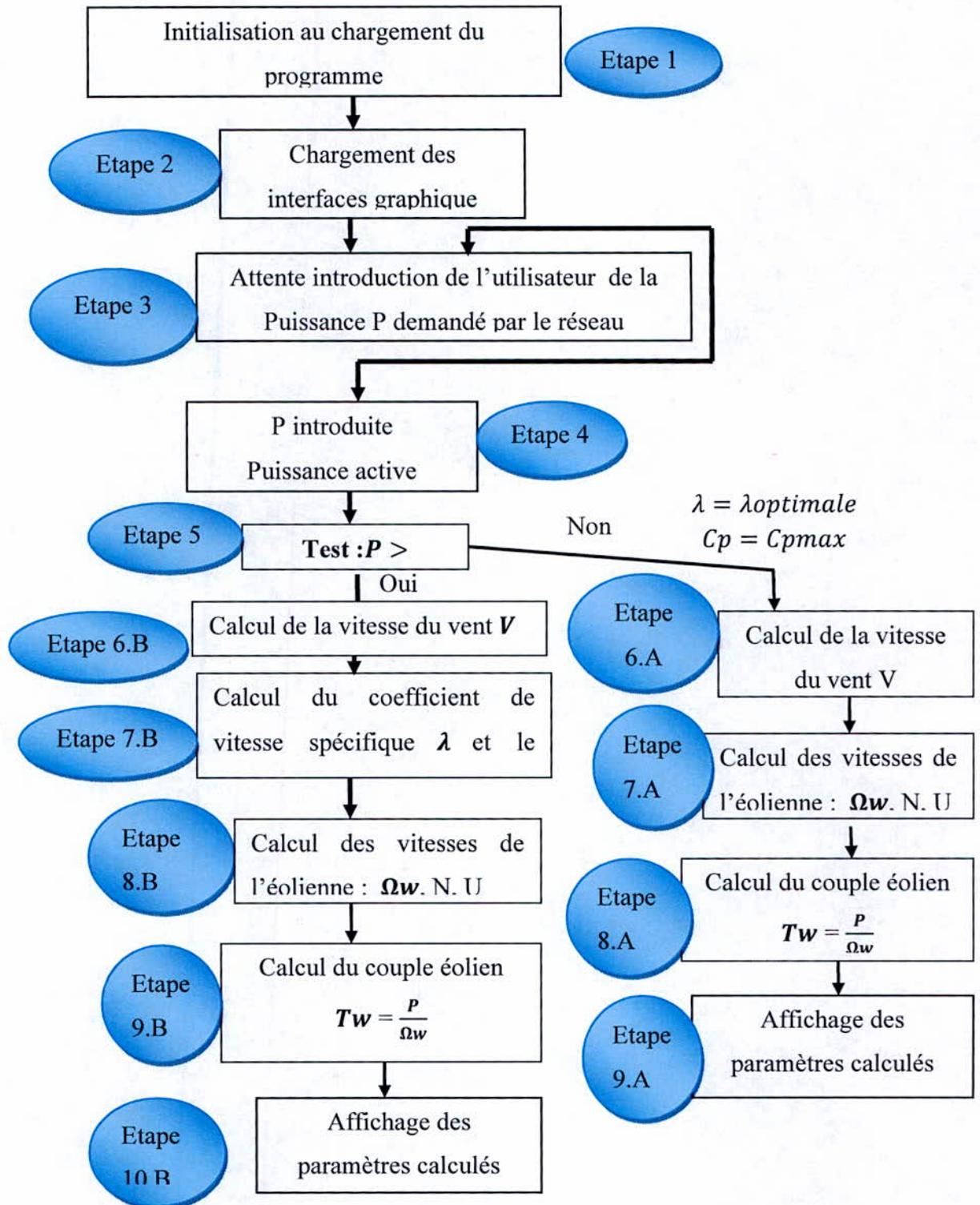


Fig 3.1 Algorithme de calcul du vent à l'aide du programme KahraRiah

Etape 2 :

Les paramètres calculés dans l'étape 1 sont affichés sur l'interface graphique de la figure 19.

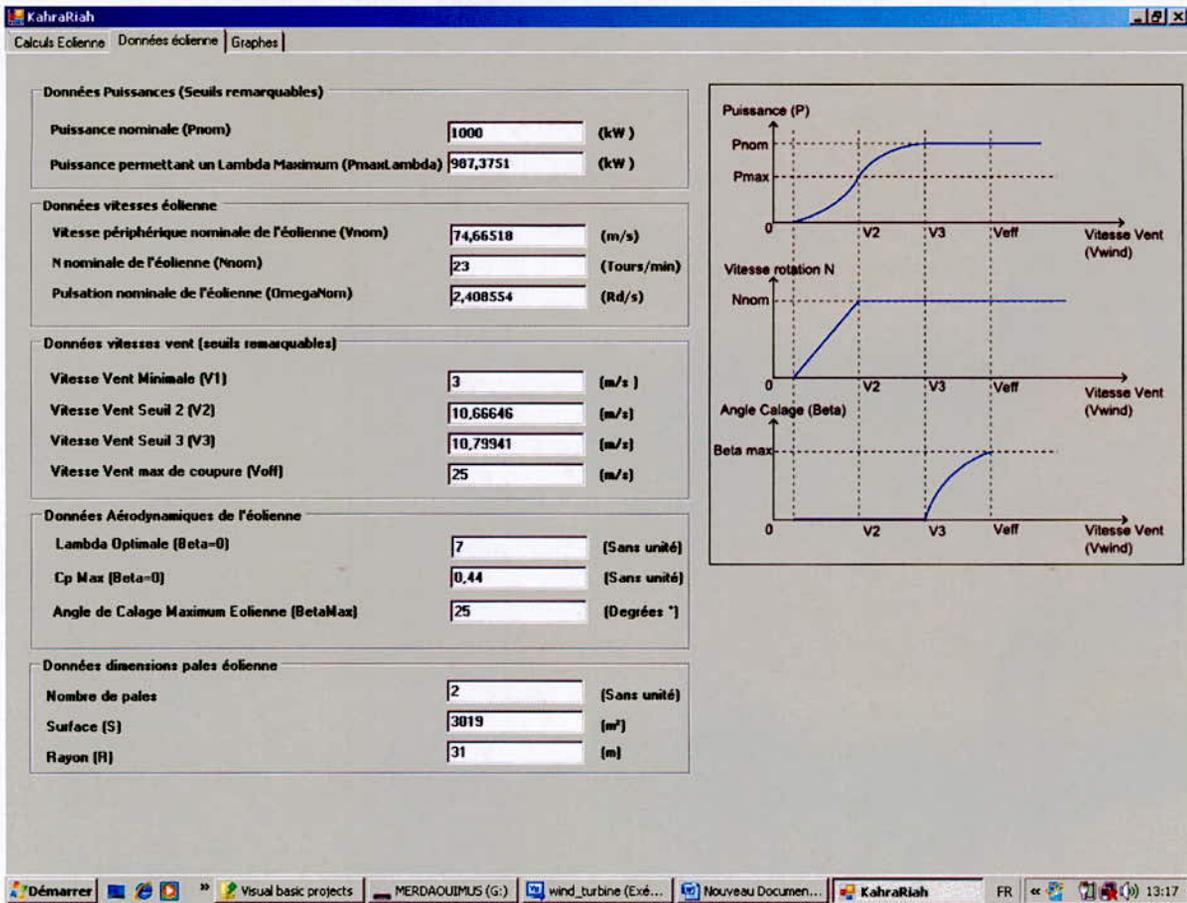


Fig-3.2-Graphique données de la turbine éolienne

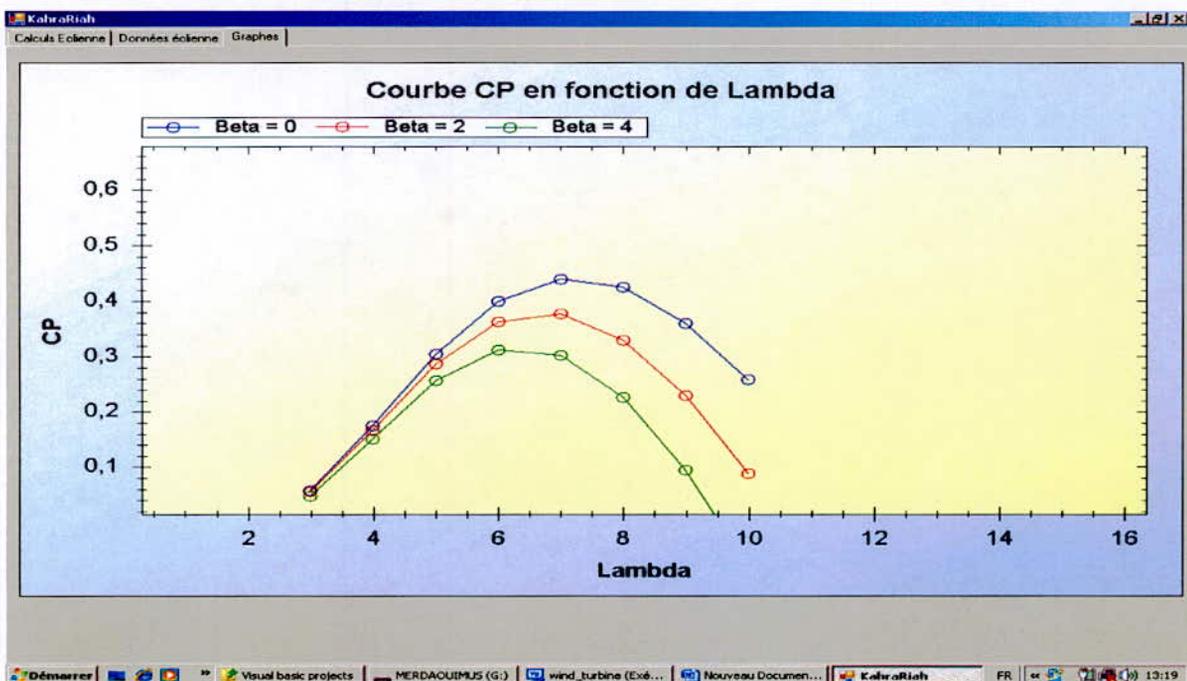


Fig-3.3-interface graphique –courbe $C_p=f(\lambda, \beta)$

Etape 3 et 4:

Après cliquer sur la fenêtre « Calculs Eolienne », l'utilisateur dispose d'une vue graphique dans laquelle la chaîne de conversion éolienne est affichée avec des zones de textes.

L'utilisateur peut introduire la valeur de la puissance appelée par le réseau sur le nœud éolien (zone de texte avec fond bleu clair de la figure 21). Lorsque cette puissance est introduite, l'utilisateur lance le calcul des différents paramètres par un simple clic sur le bouton « Calcul ».

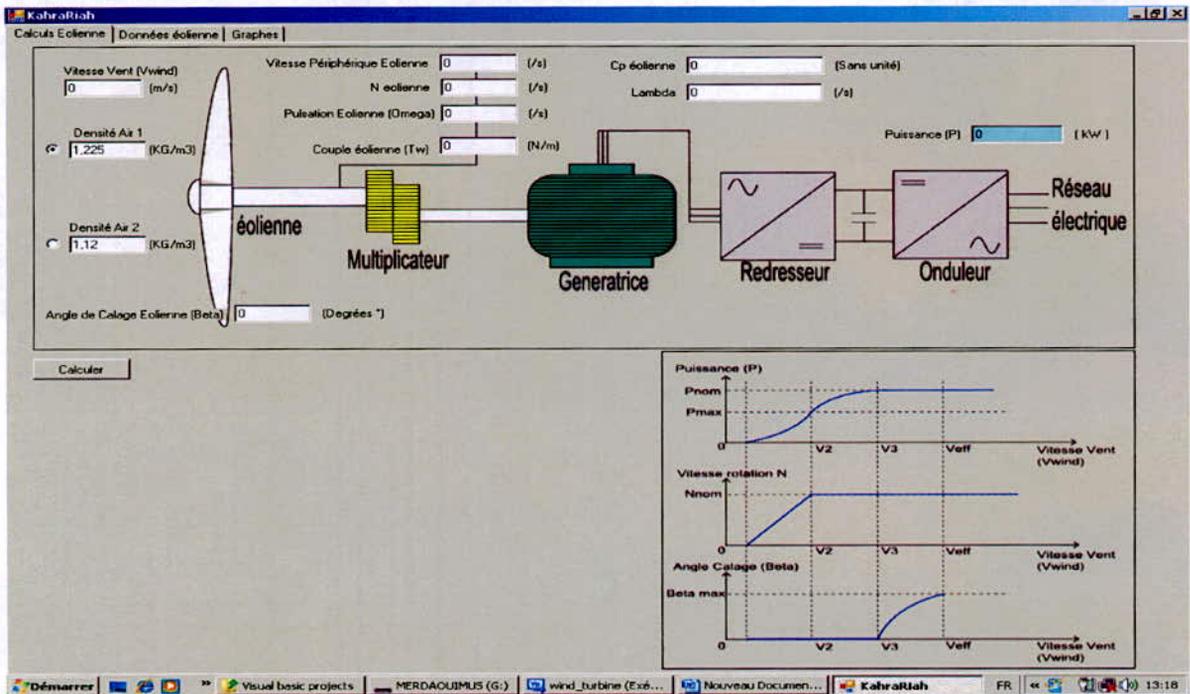


Fig-3.4 -Interface graphique « calcul »

Etape 5 :

Après appui sur le Bouton « calculer », le programme teste si la valeur de la puissance introduite correspond à un fonctionnement de l'éolienne en zone 1 ($0 < P < P_{max} \lambda$) ou en zone 2 ($P > P_{max} \lambda$). Si la puissance correspondant à un fonctionnement en zone 1, le programme exécute les étapes 6A jusqu'à 9 (Voir structure de l'algorithme de l'application Kahra Riah).

Etape 6A :

Le programme calcule la vitesse du vent nécessaire à l'éolienne pour produire la puissance introduite par l'utilisateur.

$$P = \frac{1}{2} C_{pmax} \cdot S \cdot \rho \cdot V^3 \quad (3.2) \quad , \text{ pour } \lambda = \lambda_{optimal}, C_p \text{ max}$$

$$V = \left(\frac{2.P}{C_{pmax} . \rho . S} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (3.3)$$

Etape 7A :

Le programme calcule la vitesse de rotation en bout de pale U (m/s), Vitesse de rotation périphérique U, et la vitesse angulaire de rotation des pales $\Omega\omega$ (rd/s)

Etape 8A :

Le programme calcule le couple mécanique nécessaire à la machine (MAS) pour produire la puissance électrique demandée par le réseau (au nœud de l'éolienne).

Etape 9A (exemple P=700kW)

Le programme affiche sur la fenêtre « Calculs » toutes les valeurs des paramètres calculés ainsi que la zone de fonctionnement correspondante.

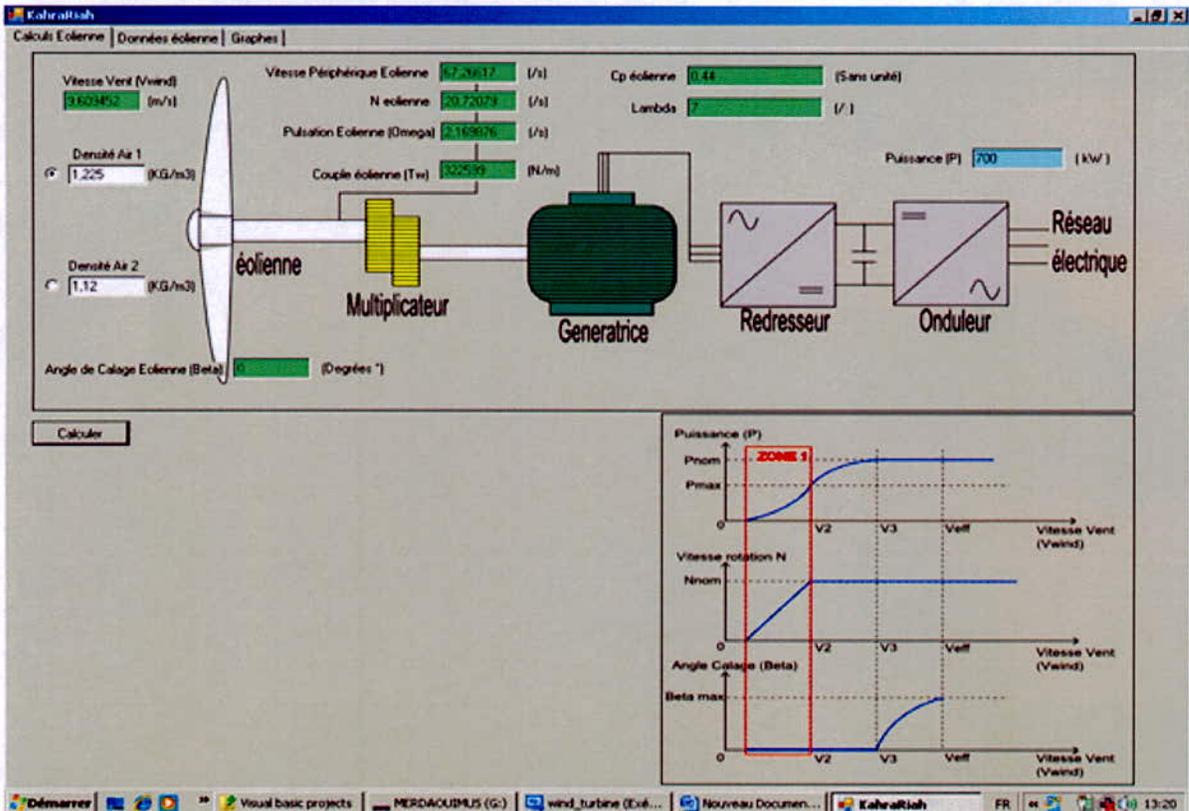


Fig-3.5-Interface graphique calcul éolien (zone1)

Etape 7B :

L'expression de Cp utiliser dans le programme de calcul est la suivante :

$$P = \frac{1}{2} C_p \cdot S \cdot \rho \cdot V^3 \quad (3.4)$$

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.73 \left(\frac{151}{\lambda_i} - 0.58\beta - 0.002\beta^{2.14} - 13.2 \right) e^{\frac{-18.4}{\lambda_i}} \quad (3.5)$$

avec

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda - 0.02\beta} + \frac{0.003}{\beta^3 + 1}} \quad (3.6)$$

Dans ce cas précis, Eq.3.3 permettant de déterminer la vitesse du vent nécessaire pour une puissance électrique donnée, possède deux inconnues à savoir le coefficient de puissance Cp et la vitesse du vent V. Nous devons alors écrire Cp en fonction de V en utilisant les Eqs (3.5.2 et (3.5.3) et parvenir à écrire Eq (3.2) en fonction de V seulement. Cela abouti à une équation complexe dont la résolution mathématique nécessite l'application d'un algorithme numérique. Nous avons opté pour la méthode de dichotomie pour résoudre cette équation, en voici l'algorithme typique.

N=0

Précision= 0.001

Tant que (b-a)/2 > précision

{

Vi= (a+b)/2

Si F(Vi)=0 Sortir

 Sinon

 Si F(Vi).F(a)>0 alors a=Vi

 Sinon b=Vi

 FinSi

FinSi

n=n+1

}

Afficher V=Vi

Etape 8B :

Le programme calcule Vitesse de rotation en bout de pale (Vitesse périphérique) U (m/s) , et la vitesse angulaire de rotation des pales $\Omega\omega$ (rd/sec)

Etape 9B :

Le programme calcule le couple mécanique T_w nécessaire à la machine (MAS) pour produire la puissance électrique demandée par le réseau (au nœud de l'éolienne).

Etape 10B (exemple P=998kW)

Le programme affiche sur la fenêtre « Calculs » toutes les valeurs des paramètres calculés ainsi que la zone de fonctionnement correspondante.

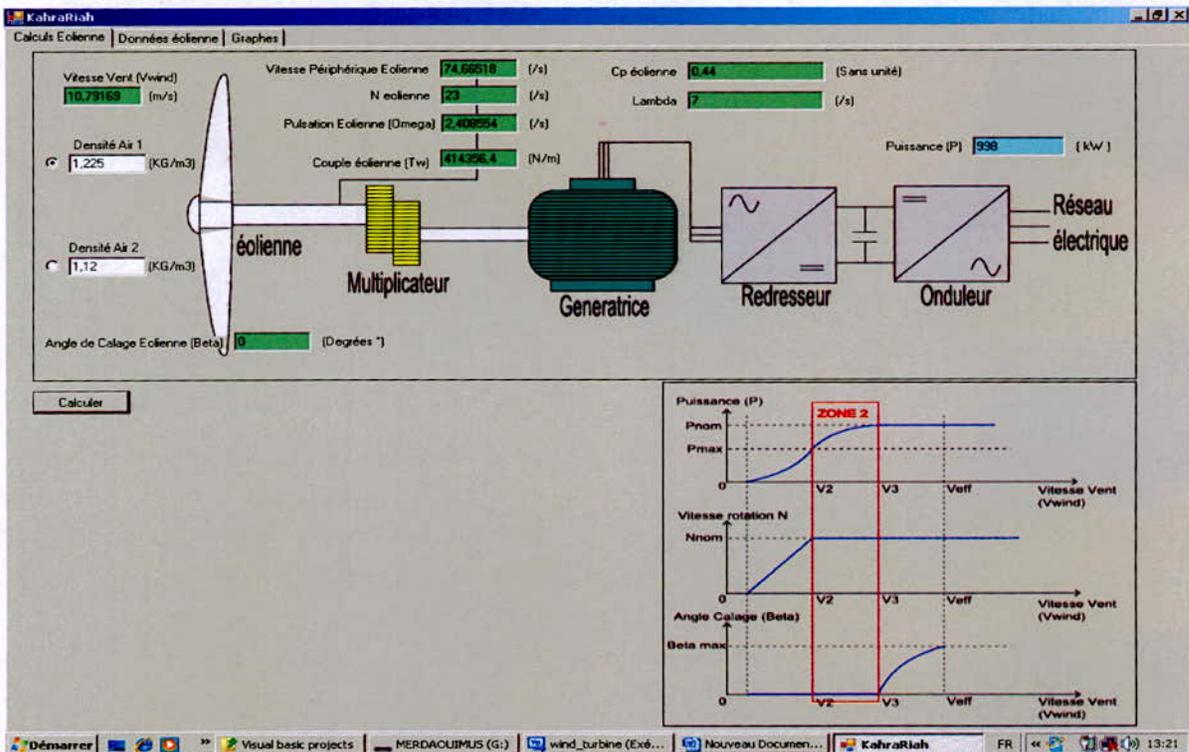


Fig-3.6-Interface graphique calcul éolien (zone2)

3.4 Améliorations futures de l'application KahraRiah

Le développement futur du programme KahraRiah consistera en la maîtrise des aspects techniques relatifs au fonctionnement de l'éolienne à vitesse variable

L'application prendra compte des données suivantes :

- Les différentes pertes mécaniques (dues aux frottements) et électrique (par effet joule) dans toute la chaîne de conversion,
- Les caractéristiques du réseau (tension, fréquence et facteur de puissance)
- Le couple électromagnétique

Ce qui nous permettra par la suite de faire des modèles de prévision de l'intermittence de l'énergie éolienne dont la variabilité et en cohérence avec le cycle annuel de consommation.

Chapitre 4

4-Etude de dimensionnement d'une ferme éolienne pour le site d'Adrar

4-1-Potentiel éolien à Adrar

Dans cette perspective, une étude du potentiel éolien de la région d'Adrar a été réalisée. Cette étude est basée sur les vitesses tri horaires du vent mesurées par l'Office National de la Météorologie (ONM) sur la période 95-99 et les vitesses horaires de vent sur la période 2003-2008 mesurées par le même organisme. La station de mesure est placée à l'aéroport d'Adrar, ces coordonnées géographiques sont 27,82°N - 0,18°E; l'anémomètre est placé à une hauteur de 10 m.

4.2- Données géographique et météorologiques de la wilaya d'Adrar

- Période 95-99

La vitesse moyenne du vent obtenue est donnée dans le tableau ci-après.

Tableau 4.1– Vitesse moyenne du vent et densité de puissance moyenne (Période 95-99)

-	Unité	Mesurée	Calculée	Ecart
Vitesse moyenne du vent	m/s	6,59	6,32	4,04%
Densité de puissance moyenne	W/m ²	268,05	270,94	1,08%

Les distributions des directions du vent et des fréquences des vitesses de vent sont représentées respectivement par les deux figures suivantes :

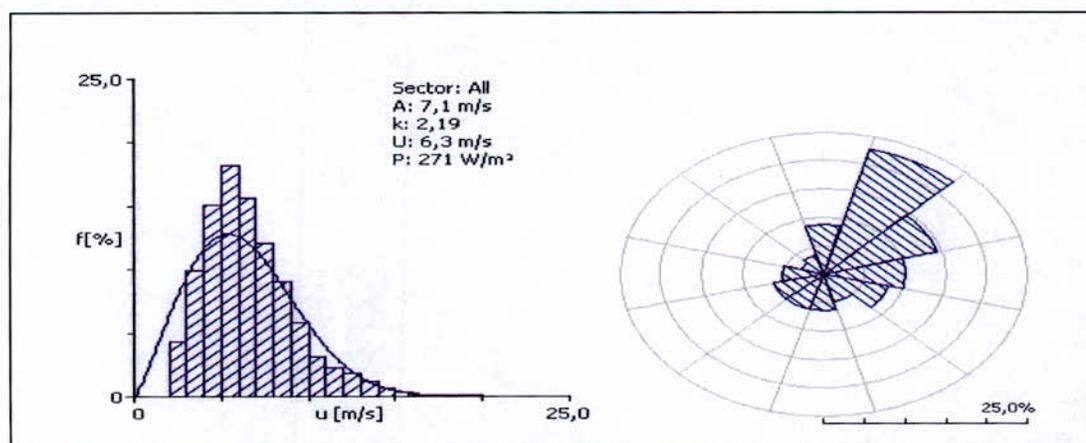


Figure 4.1. Distribution des fréquences et directions du vent (Période 95-99)

-Période 2003-2008

La vitesse moyenne du vent obtenue est donnée dans le tableau ci-après.

Tableau 4.2– Vitesse moyenne du vent et densité de puissance moyenne (Période 2003-2008)

-	Unité	Mesurée	Calculée	Ecart
Vitesse moyenne du vent	m/s	6,62	6,31	4,62%
Densité de puissance moyenne	W/m ²	279,31	282,20	1,03%

Les distributions des directions du vent et des fréquences des vitesses de vent sont représentées respectivement par les deux figures suivantes :

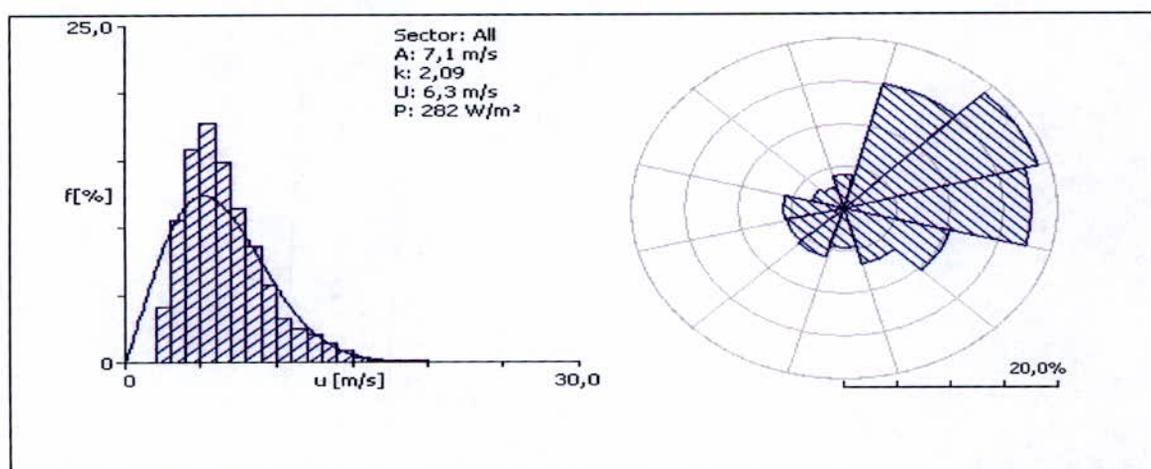


Figure 4.2. Distribution des fréquences des vitesses et directions du vent (Période 2003-2008)

4-3-Estimatif de la ressource en Energie éolienne

L'estimation des ressources en énergie éolienne présente une difficulté majeure. Contrairement aux réserves en combustible fossile, la quantité d'énergie disponible varie avec la saison et l'heure du jour. L'énergie éolienne est d'avantage influencée par la topographie que l'énergie solaire. De plus, la quantité totale d'énergie éolienne convertible sur le territoire d'une national , dépend de façon significative des caractéristiques, du rendement espéré , du dimensionnement et de la répartition horizontale des éoliennes.

4-4-Potentiel éolien d'un site

Le vent est inégalement réparti à la surface du globe. La géographie même d'un site peut faire varier de manière importante les vitesses de vent à seulement quelques kilomètres de distance. Toutefois, il est fondamental de connaître précisément le site éolien, puisque c'est de lui que dépend la viabilité économique d'un projet éolien. Il est donc nécessaire de mettre en place préalablement un mât de mesure qui enregistrera le comportement du vent pendant plusieurs mois.

La puissance éolienne disponible est principalement fonction du cube de la vitesse du vent. Ce qui signifie, par exemple, qu'une augmentation de 10% de la vitesse du vent augmente de 30% l'énergie éolienne disponible.

4-5-Potentiel de vent à Adrar

Les variations saisonnières ou mensuelles de la vitesse du vent dépendent essentiellement du lieu géographique et est différente d'un site à un autre. Seuls les relevés météorologiques des paramètres vent sur une longue période peuvent caractériser ces variations.

Plusieurs résultats d'études sur différentes périodes ont montré que ADRAR figure parmi les régions les plus ventées en ALGERIE .Tous ces travaux ont été confortés par les résultats auxquels a abouti le comité Éolien instauré par le ministère de l'énergie et des mines constitué par « CREDEG CDER - APRUE - MEM/DGE/ENR – CREG.

-Variation annuelle de la vitesse Moyenne du vent (Période 2000-2008)



Fig.- 4.3-Variation de la vitesse du vent (période 2000-2008) [Credeg]

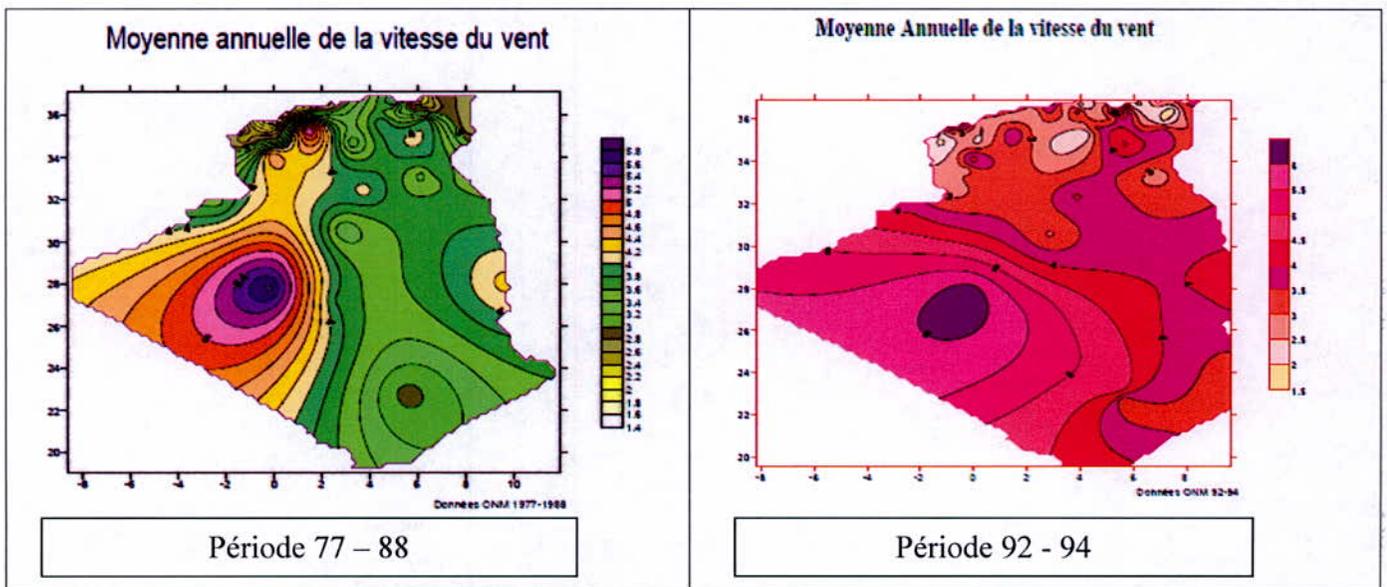


Fig.-4.4-Moyenne annuelle de la vitesse du vent [Credeg]

-Variation mensuelle de la vitesse Moyenne du vent

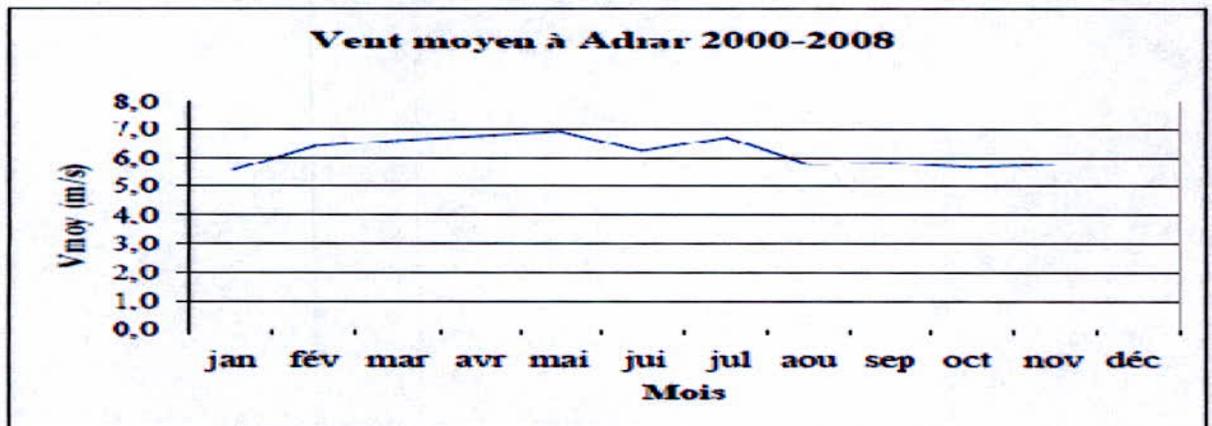


Fig.-4.5-Variation de la vitesse du vent sur une année [Credeg]

4-6-Conclusion

La vitesse moyenne mensuelle de vent sur le site d'Adrar à une hauteur de 10 m du sol est toujours supérieure à 5 m/s, et comme la plupart des éoliennes démarrent à une vitesse de vent supérieure à 3 m/s, donc l'exploitation de l'énergie éolienne est favorable pour ce site. Le site d'Adrar offre un potentiel énergétique éolien très important et peut être rentable même pour les installations de grande puissance.

ADRAR est la région présentant le meilleur potentiel éolien en Algérie.

Il s'agit de déterminer les sites les plus appropriés à recevoir des fermes éoliennes dans cette région.

4-7-Emplacement

La ville d'Adrar se trouve au sud Ouest de l'Algérie, à environ 1540 km d'Alger. La région est caractérisée par sa topographie relativement plate ainsi que par une géomorphologie désertique. Adrar et ses alentours sont caractérisés par un fort potentiel de vent venant du Nord Est. Les données de vent de la région d'Adrar classent cette dernière comme celle présentant le meilleur potentiel de vent en Algérie.

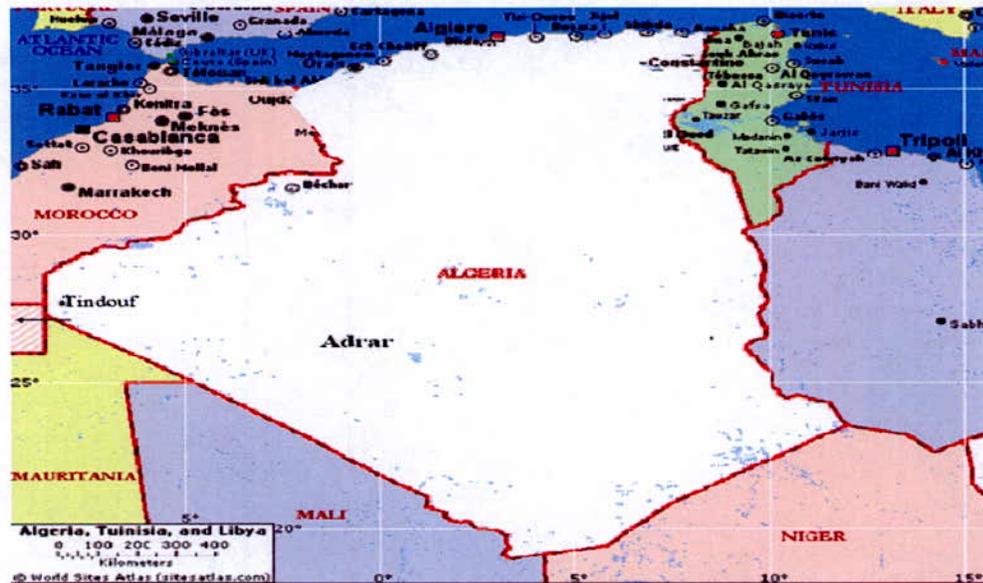


Figure 4.6 : Carte Algérie

La région d'Adrar, à climat de type Continental Désertique, est caractérisé par un régime pluviométrique très faible avec des précipitations rares et irrégulières d'une année à une autre et par un régime thermique qui présente lui aussi de grandes variations avec des hivers rigoureusement froids et d'étés très chauds : La fréquence des vents est très grande durant toute l'année ;

En effet le pourcentage des fréquences calmes est de l'ordre de 16 % à Adrar. Les vitesses sont très élevées puisque la fréquence des vitesses supérieur à 5 m/s est de l'ordre de 20 à 40 % et que des vitesses supérieures à 20 m/s ne sont pas rares (les rafales de vent)

Les éléments décisifs ayant conduit au choix du site pouvant contenir la ferme éolienne c'est sa proximité des postes électriques de la Sonelgaz :

- Poste de Kaberten se trouvant à 72 km au Nord de la ville d'Arar
- Poste de Zaouiet Kounta se trouvant à environ 80 km au Sud de la ville d'Adrar.

Les éléments à considérer sont les suivants :

- Altitude
- obstacles
- Situation par rapport à la direction des vents
- Situation par rapport au réseau électrique de distribution
- Superficie disponible
- Géographie et géomorphologie (qualité des sols, topographie)
- Possibilités d'accès
- Axe routier jusqu'à la prochaine ville portuaire

- Eléments réglementaires (éloignement suffisant par rapport au plan d'extension de la ville, éloignement suffisant aux radars, aéroport...).

Ces différents points ont été analysés dans le choix du site. L'optimisation se fait en comparant à la fois le potentiel éolien du site choisi avec les coûts impliqués dans la construction du parc sur ce même endroit.

Vu la superficie et le caractère désertique de la Wilaya d'Adrar, plusieurs sites peuvent présenter un potentiel intéressant, mais compte tenu de la condition d'injecter sur un poste électrique 2 sites ont obtenu l'approbation provisoire et se trouvant à proximités des postes cités ci-dessus.

4-8-Sites choisi

4-8-1-Site 1 Zaouiet Kounta

Situation et description du site

Ce site se trouve à environ 80 km au Sud de la ville d'Adrar, ses coordonnées géographiques sont 27°12'30" N et 0°10'30" W.

Transport : Le site présente des possibilités pour le transport, en effet il se trouve près de l'axe routier reliant Adrar Zaouiet Kounta, le poste et le site sont accessibles par une piste.

Potentiel éolien

L'étude d'analyse des vents de ce site a permis d'évaluer le potentiel éolien à une hauteur de 50m.
-Période 2003-2008.

Ce tableau présente les paramètres mesurés caractérisant le potentiel éolien de la région de Zaouiet Kounta

Tableau- 4.3 Paramètres du potentiel mesuré de la région de Zaouiet Kounta

Secteur	Direction Angle [°]	Fréquence [%]	Facteur de Weibull -A [m/s]	Facteur de Weibull -k	Vitesse Moyenne U [m/s]	Densité de puissance [W/m ²]
1	0	4,0	6,2	2,46	5,51	164
2	30	15,1	8,0	2,60	7,14	342
3	60	18,7	11,3	3,01	10,08	880
4	90	17,6	11,2	2,90	10,02	883
5	120	10,3	10,4	2,77	9,29	722
6	150	6,8	10,5	2,58	9,33	767
7	180	4,6	9,7	2,40	8,57	628
8	210	5,8	9,4	2,20	8,33	618
9	240	5,6	8,0	2,02	7,09	412
10	270	5,7	8,5	1,98	7,56	510
11	300	3,1	7,7	2,49	6,82	308
12	330	2,7	6,3	2,40	5,62	177
All	-	-	(9,7)	(2,40)	8,61	636

La distribution des directions du vent est donnée par la figure suivante :

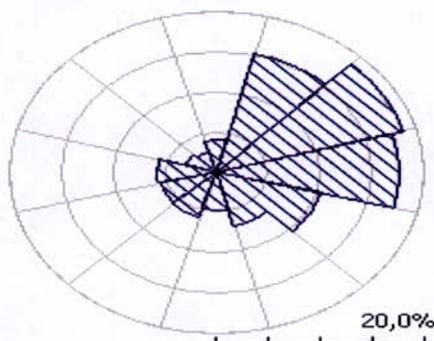


Figure 4.4. Rose des Vents de la région Zaouiet Kounta

-Réseau électrique : un autre avantage non négligeable est que ce site se trouve à proximité d'un poste THT-HT, de ce fait l'extension nécessaire afin de raccorder le parc au poste est limitée ce qui réduit les coûts de construction

-Superficie et topographie : La superficie disponible est importante ce qui peut permettre d'envisager par la suite une extension du parc éolien. La topographie plate et la rugosité du terrain faible permettent de faciliter le travail pour la réalisation des fondations. Au Nord du site est située une grande palmeraie qui augmente légèrement la rugosité du terrain. Le site est plat est dégagé dans la direction Nord Est qui est la direction dominante des vents.

-Nature du sol

Le sol a une nature sablonneuse à la surface avec de petites pierres de tailles de 1 à 10 mm. Des trous sont creusés près du poste et permettent de donner une idée sur la nature du sol

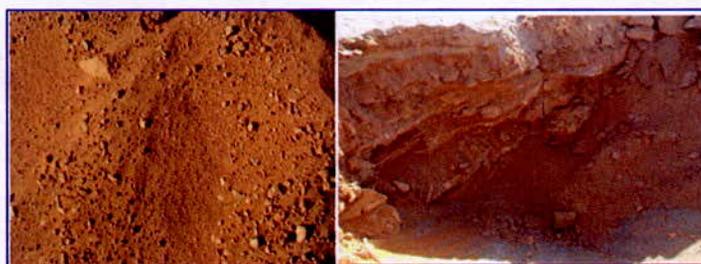


Fig.-4.5-Nature du sol [Photos Credeg]

4-8-2-Site 2 Kaberten

-Situation et description

Ce site se trouve à environ 72 km au Nord de la ville d'Adrar à proximité d'un poste électrique de Sonelgaz il se trouve à une altitude d'environ 260 m et ses coordonnées géographiques sont 28°27' 7.44" N 0°02' 59.08" W.

-Transport : Le site présente des possibilités idéales pour le transport, en effet il se trouve près de l'axe routier reliant Adrar – Timimoune.

-Réseau électrique : un autre avantage est que ce site se trouve à proximité d'un poste HT-MT , de ce fait l'extension nécessaire afin de raccorder le parc au poste est limitée ce qui réduit les coûts de construction.

-Superficie et topographie : La superficie disponible est importante. La topographie plate et la rugosité du terrain faible. A part le poste et les poteaux électriques, aucun obstacle ne se trouve dans les alentours de ce site. La ferme éolienne peut être installée aussi bien sur le site face au poste de l'autre côté de la route que derrière le poste, les photos ci-après montrent ces deux endroits (voir fig 4.9).

-Nature du sol

Le sol a la même nature que le site de Zaouiet Kounta à la surface, mais en profondeur la nature peut être obtenue étant donné la proximité du sol



Fig.-4.6-Surface du sol[Photo Credeg]

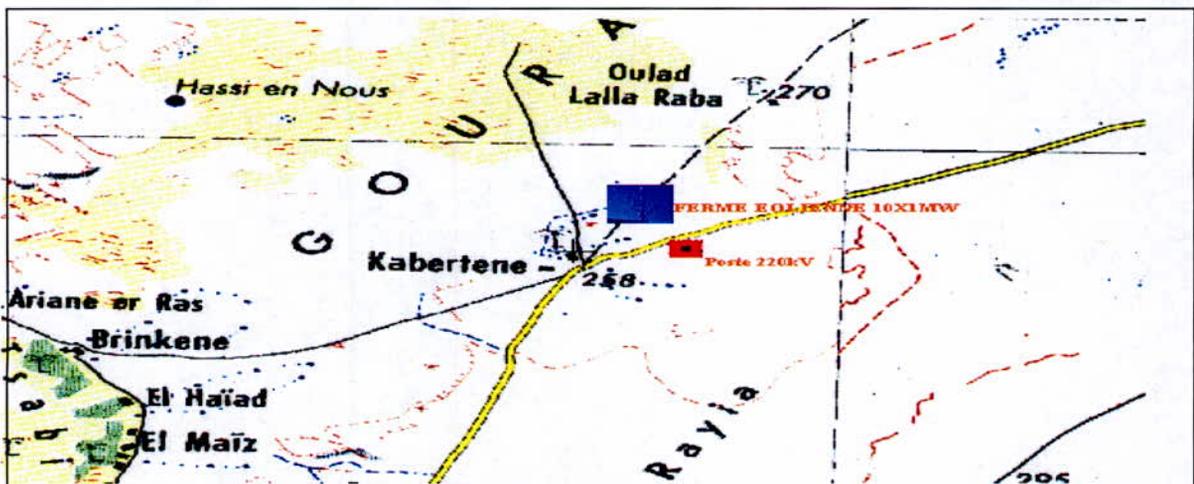


Fig.- 4.8- Carte de localisation du site

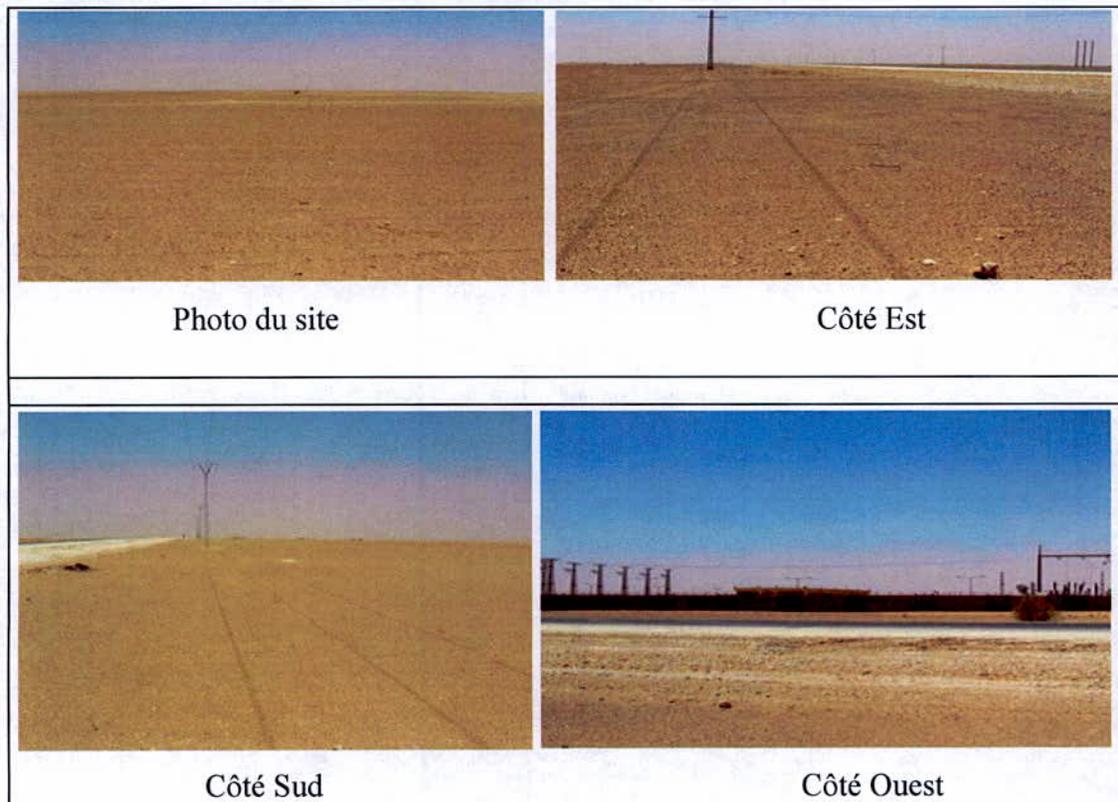


Fig.-4.9-Photos du site de kaberten[Photo Credeg]



Fig.-4.10-Photo satellite du site Kaberten [Photo Googel earth]

-Potentiel éolien

L'étude d'analyse des vents de ce site a permis d'évaluer le potentiel éolien à une hauteur de 50m.

-Période 2003-2008

Tableau- 4.4 Paramètres du potentiel mesuré de la région de Kaberten

Secteur	Direction Angle [°]	Fréquence [%]	Facteur de Weibull -A [m/s]	Facteur de Weibull -k	Vitesse Moyenne U [m/s]	Densité de puissance [W/m ²]
1	0	4,0	6,2	2,46	5,51	164
2	30	15,1	8,0	2,60	7,14	342
3	60	18,7	11,3	3,01	10,08	880
4	90	17,6	11,2	2,90	10,02	883
5	120	10,3	10,4	2,77	9,29	722
6	150	6,8	10,5	2,58	9,33	767
7	180	4,6	9,7	2,40	8,57	628
8	210	5,8	9,4	2,20	8,33	618
9	240	5,6	8,0	2,02	7,09	412
10	270	5,7	8,5	1,98	7,56	510
11	300	3,1	7,7	2,49	6,82	308
12	330	2,7	6,3	2,40	5,62	177
All	-	-	(9,7)	(2,40)	8,61	636

-La distribution des directions du vent est donnée par la figure suivante :

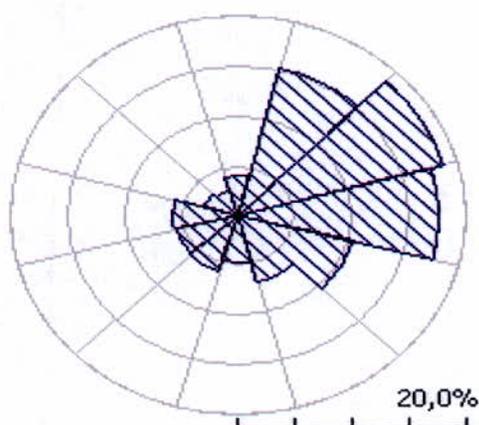


Figure 4.11. Rose des Vents de la région de Kaberten

4-9-Conclusions

Les sites proposés présentent un intérêt certain, ils présentent les mêmes avantages avec des potentiels éoliens équivalents. L'inconvénient majeur est la présence de sable mais ce facteur est pris en compte dans les offres techniques. Les autorités locales ont donné leur approbation pour ces sites mais le dossier sera soumis une fois le site est arrêté. Les sites ont été choisis à proximité des postes électriques mais sans ce facteur, la wilaya d'Adrar présente une multitude de sites proches du réseau, accessibles, plats avec des superficies importantes.

Toutefois, le site de Kebertène présente un léger avantage par rapport à celui de Zaouiet Kounta étant donné qu'il se trouve directement à côté de la route et que la vue est dégagée de tous les côtés.

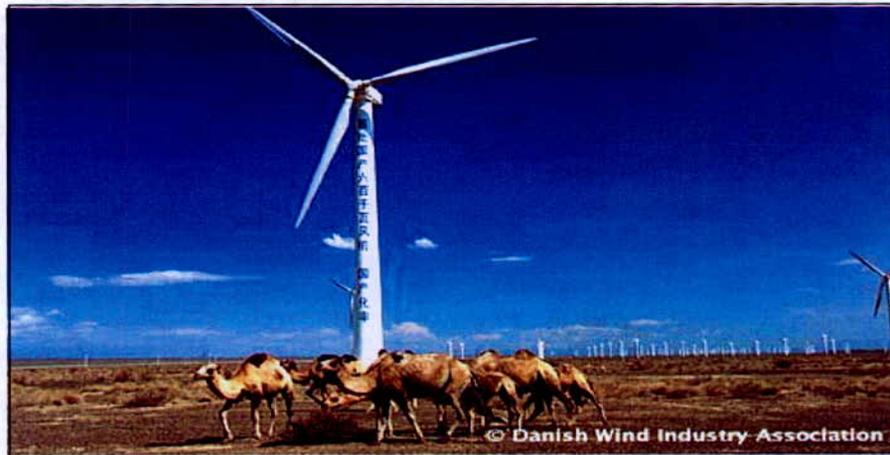


Fig.-4.12-Parc éolien dans le sud[Photo Danish Wind Industry Association]

Chapitre 5

5-Impact de l'éolien sur le réseau électrique d'ADRAR

5-1-Perspective d'une meilleure intégration

La production de l'énergie électrique au niveau de la wilaya d'Adrar est basée sur une centrale Turbine à gaz (quatre TG de 25Mw chacune) ce type de production est souple d'utilisation grâce à la disponibilité de l'énergie primaire (le GAZ) et répond aux critères techniques de sauvegarde du réseau, tandis que les énergies renouvelables sont fortement dépendante de la disponibilité de la source primaire (le vent) et répondent peu aux critères de sauvegarde du réseau ou au pollution électrique. L'intégration harmonieuse de l'éolien dans le réseau est conditionnée par :

- Une meilleure prévision du vent qui pourra permettre une estimation de la puissance qui sera produite
- Une évolution des stratégies de commande des éoliennes qui fera approcher les performances en matière de réglage du réseau.
- Echange d'information en temps réel entre le gestionnaire du réseau et la ferme éolienne

L'augmentation du taux de pénétration des éoliens sera possible si :

- Elles participent à la gestion du réseau
- Présentent une disponibilité accrue malgré l'imprévisibilité de la source primaire (nouvelles stratégies de commande et de supervision)
- Restent connectés lors de fortes perturbation sur le réseau

Le couplage sur le réseau ne doit pas perturbé la fréquence, l'amplitude et la phase de la tension

Si on veut limiter la puissance produite par l'éolienne à une valeur $P1$ inférieure à $\frac{Pnom}{2}$

Avec :

$$P1 = \frac{1}{2} \rho S C_{pmax} (V_{p1})^3 \quad (4)$$

La vitesse de basculement

$$V_{p1} = \left(\frac{2P1}{\rho S C_{pmax}} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (4.1)$$

5.2 Commande du générateur éolien

Pour contrôler la puissance électrique de la génératrice, il suffit de contrôler le couple électromagnétique T_{em} par régulation des courants statoriques et de connaître la vitesse de rotation de l'arbre de la turbine Ω_t qui est limitée par l'orientation des pales.

Le couple électromagnétique de référence ($T_{em} - T_{em\text{réf}}$) peut être élaboré de deux façons :

1-Pour un fonctionnement à maximum de puissance visant à améliorer le rendement aérodynamique de la turbine afin d'extraire le maximum de puissance.

2-Pour un fonctionnement à puissance fixée pour limiter la puissance à sa valeur nominale (le mécanisme d'orientation des pales est activé à partir de la vitesse nominale de la machine électrique). En réduisant le couple de la turbine T_t par la variation de l'angle de calage, la vitesse de l'arbre se trouve limitée. La limitation en puissance se fait naturellement par décroissance du couple électromagnétique.

La puissance maximale est calculée en permanence et est comparée à la puissance de référence ; ($P_{ge} - P_{éle\text{ réf}}$)

Si : $1000\text{ kW} \gg (P_{ge} - P_{éle\text{ réf}}) \gg 0$

Cela veut dire que l'éolienne est capable de fournir ($P_{ge} - \text{réf}$)

Si ($P_{ge} - P_{éle\text{ réf}} \gg 1000\text{ kW}$)

Cela veut dire que l'éolienne ne peut pas générer cette puissance, la génératrice débitera le maximum de puissance qui peut être extrait du vent.

7-3-Participation de l'éolienne dans le réglage de la fréquence :

Si la puissance $P_{éle\text{ réf}} = P_{nom}$ (de l'éolienne)

1- L'éolienne peut participer au réglage de la fréquence en diminution de sa charge (cas de diminution de l'appel de charge sur le réseau $\omega > \omega_{\text{réf}}$)

2- L'éolienne ne peut participer au réglage de la fréquence si l'appel de charge sur le réseau augmente, elle ne peut dépasser sa puissance nominale (cas d'augmentation de l'appel de charge sur le réseau $\omega < \omega_{\text{réf}}$)

Si la puissance $P_{éle\text{ réf}} < P_{nom}$ (de l'éolienne)

L'éolienne peut participer au réglage de la fréquence dans ses limites, soit que l'appel de charge sur le réseau augmente ou diminue et la production éolienne pourra dépasser sa puissance $P_{éle\text{ réf}}$

Dans le cas du réseau d'Adrar les groupes participants dans le réglage de la fréquence doivent garder une marge de 15% par rapport à leurs puissances nominales (selon les normes en vigueur).

5.3 Cas de limitation de la puissance de l'éolienne GEV-HP de VERGNET à $P_1= 500\text{kW}$, $\left(\frac{P_n}{2}\right)$.

La vitesse moyenne du vent (10 m/s) à $t = 60$ sec, la puissance de cette éolienne est limitée à 500 kW suite à **une diminution de l'appel de charge sur le réseau**, dans cette zone la puissance est inférieure à la puissance nominale (la puissance n'est pas contrôlée) à 500kW le vent de basculement calculé est estimé à $\sim 9\text{m/s}$ (la vitesse minimale du vent au delà de laquelle l'éolienne peut produire la puissance $P_1=500\text{kW}$) appelée vitesse de basculement.

La puissance est bien contrôlée si le vent reste supérieur à cette valeur.

Les éoliennes pouvaient participer au réglage de la fréquence et apporter une contribution au réseau en énergie réglante. Cet apport d'énergie réglante permet d'améliorer aussi les transitoires de fréquence en cas d'un défaut sur le réseau.

L'impact de l'éolien sur la tension est affecté par sa capacité à régler sa production de puissance réactive. L'effet de ce réglage est plus sensible en réseau de transport qu'en réseau de distribution.

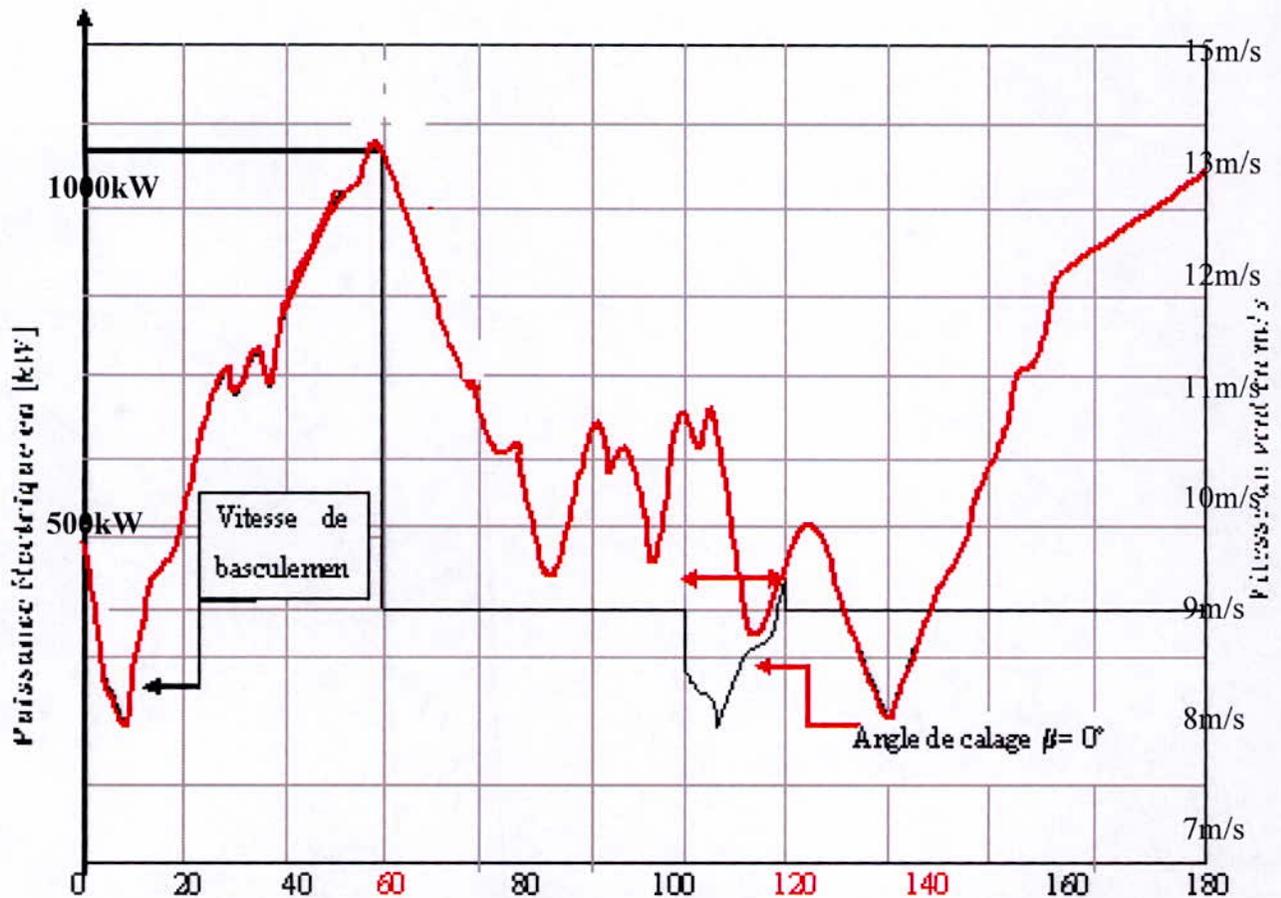


Fig- 5.1- courbe de variation de la puissance et la vitesse du vent en fonction du temps

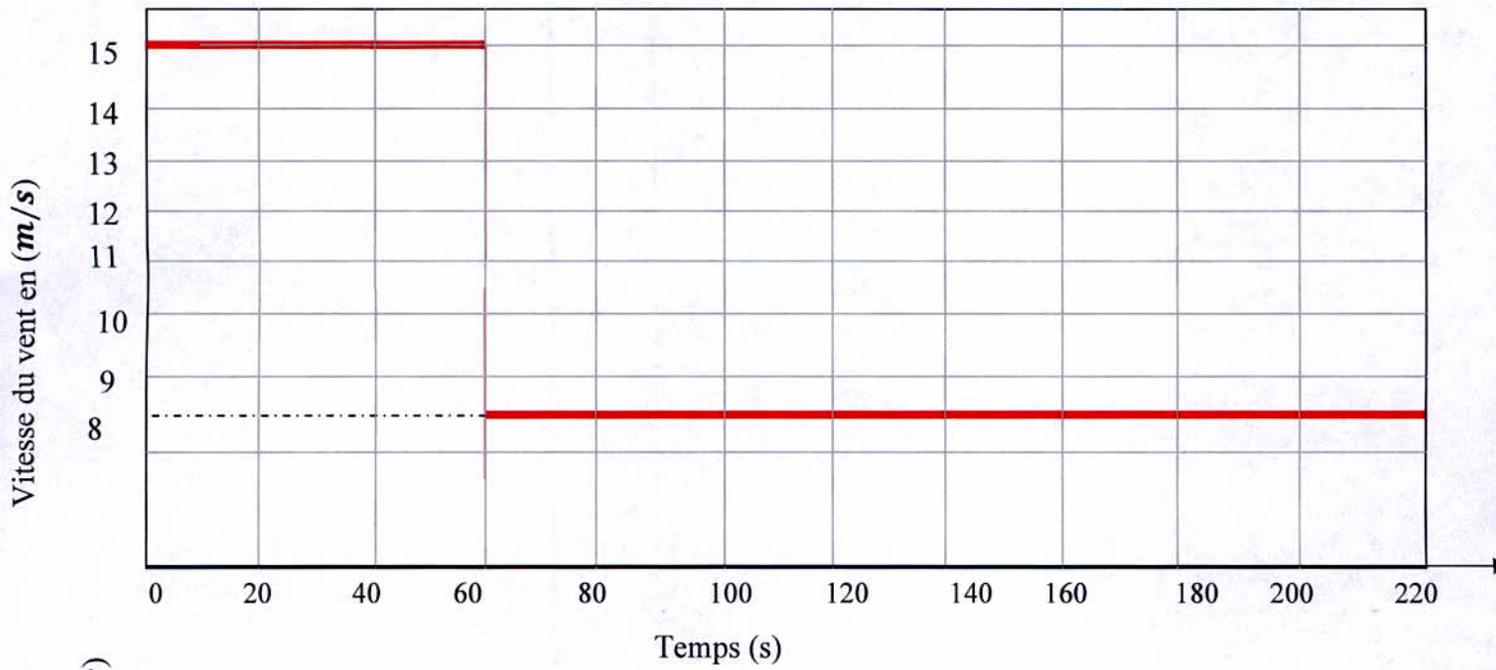


Fig 5.2 Variation de la vitesse du vent en fonction du temps

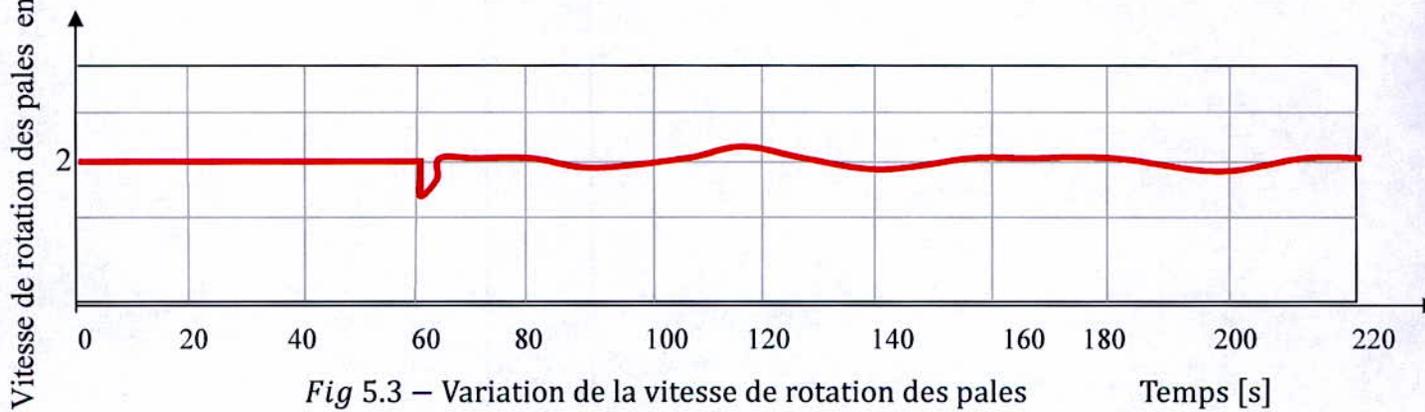


Fig 5.3 – Variation de la vitesse de rotation des pales

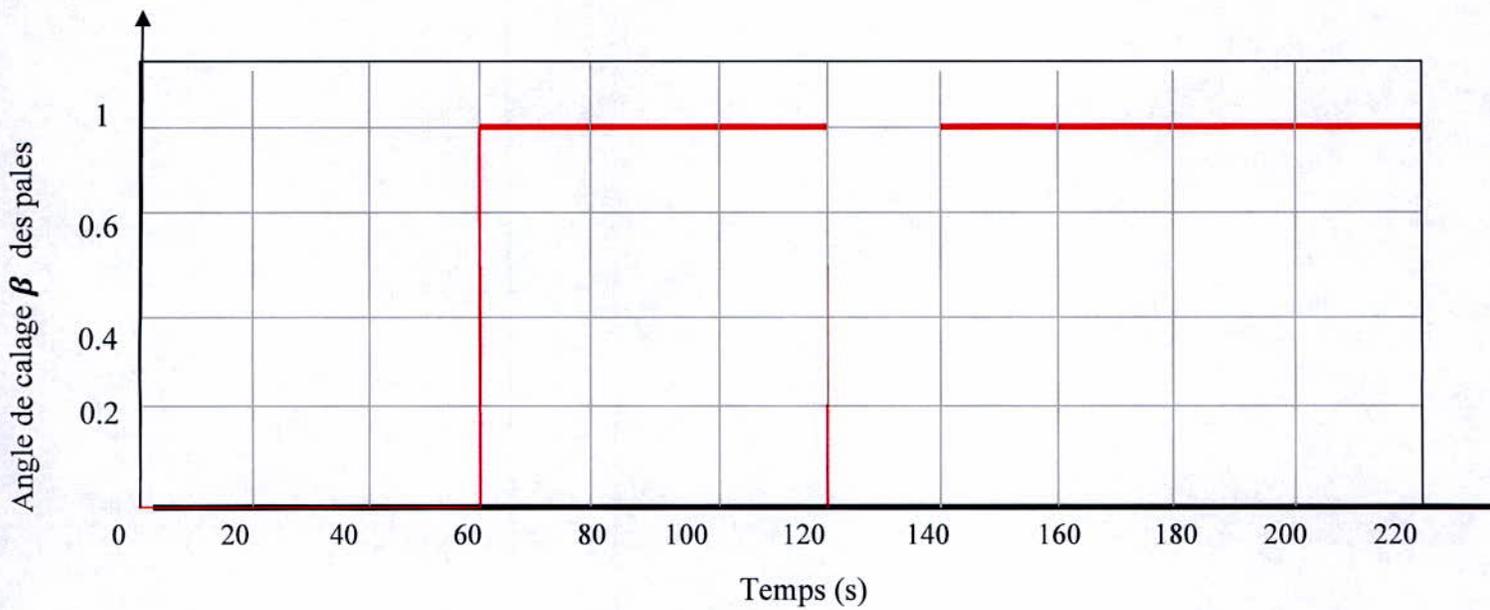


Fig 5.4 -Variation de l'angle de calage β en fonction du temps

5-4-Présentation du réseau électrique

Les localités d'Adrar, Timimoun, Aoulef, Z. Kounta, Kaberten sont alimentées par la centrale d'Adrar via un réseau 220 kV. En 2007, les centrales d'Adrar et In Salah ont été interconnectées à travers la ligne 400kV (Almélec 2x570 mm² de 136 km) exploitée en 220 kV.

Les plus récentes variations relevées à la centrale d'ADRAR TG (5x25MW) le 30/05/2009 est de : 12.5MVAR (Max) à 14h45 et -1.4MVAR (min) à 02h15.

Historique et prévision de charge des régions d'Adrar et In Salah

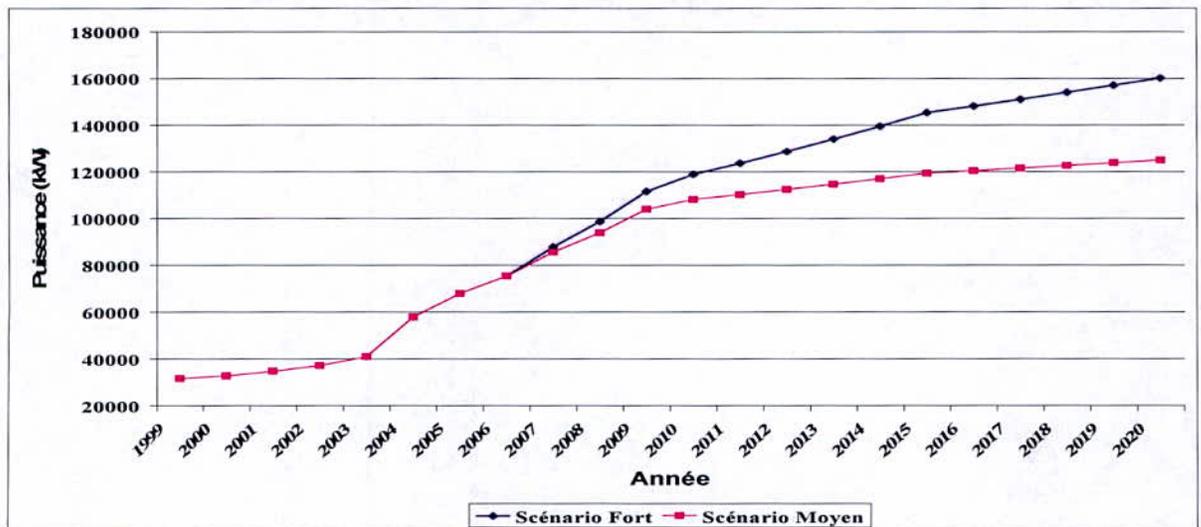


Fig.5.5- Courbe de l'évolution de la charge des localités d'Adrar et In Salah (réf doc DGDS sonelgaz)

5-5--Raccordement de la ferme éolienne au réseau 220 kV

A chaque éolienne est associée un transformateur de 900 kVA, 0.69/30kV avec régulateur de tension hors charge de $3 \pm 2.5\%$, groupe vectoriel Dyn5, $U_{cc} = 6\%$ et un interrupteur en charge manuel 400A, $I_{cc} = 16kA$ et parafoudre pour la protection contre les surtensions.

Les éoliennes sont interconnectées par des câbles souterrains 30/18kV, XLPE, mono polaires et des postes en coupure d'artère.

La connexion au réseau 220 kV d'Adrar se fait par l'intermédiaire du poste 30/220 kV de Kaberten. Le câble sera protégé contre les surtensions par des parafoudres. Dépendant de la situation, un interrupteur à courant manuel ou des fusibles HCR peuvent être montés.

Selon l'emplacement géographique des éoliennes, les deux schémas de raccordement donnés ci-après sont possibles.

Il existe deux variantes pour le regroupement des éoliennes .

- Poste de regroupement 30 kV pour connecter les cinq éoliennes
- Connexion par câbles souterrains de chaque éolienne au poste 30 kV de regroupement
- Raccordement de ce poste à la ligne 30 kV parc éolien Kaberten – Poste 220kV

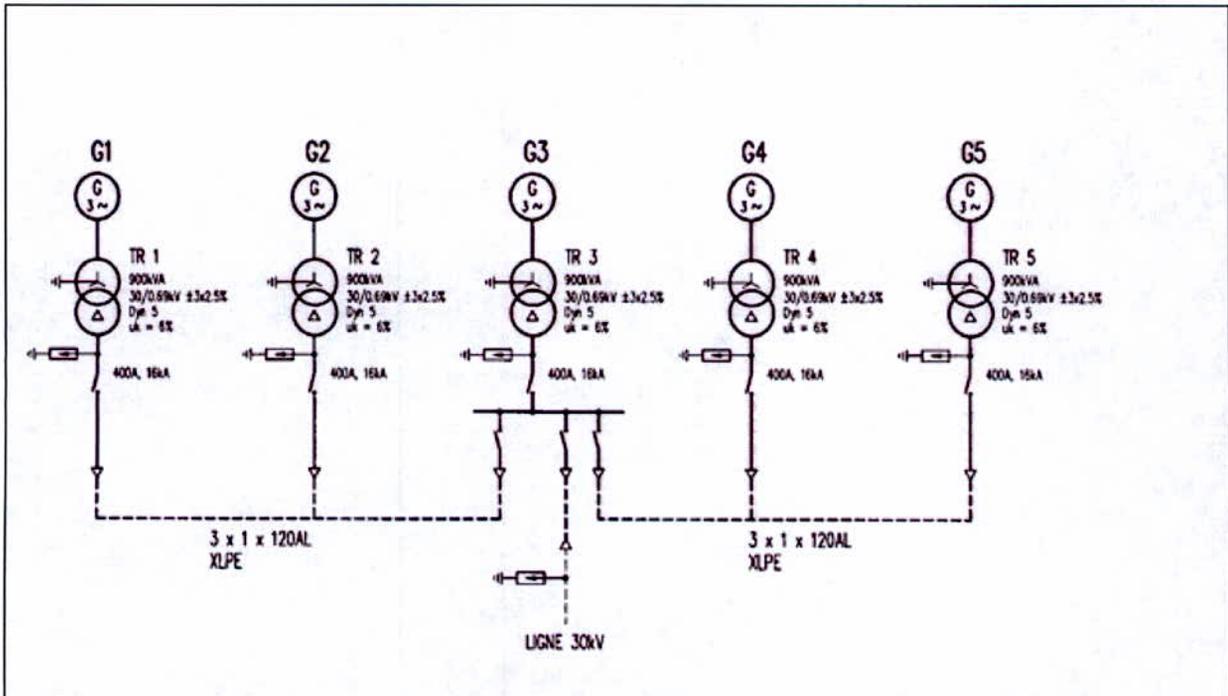


Fig 5.6 .Variante 1(branchement des éoliennes)

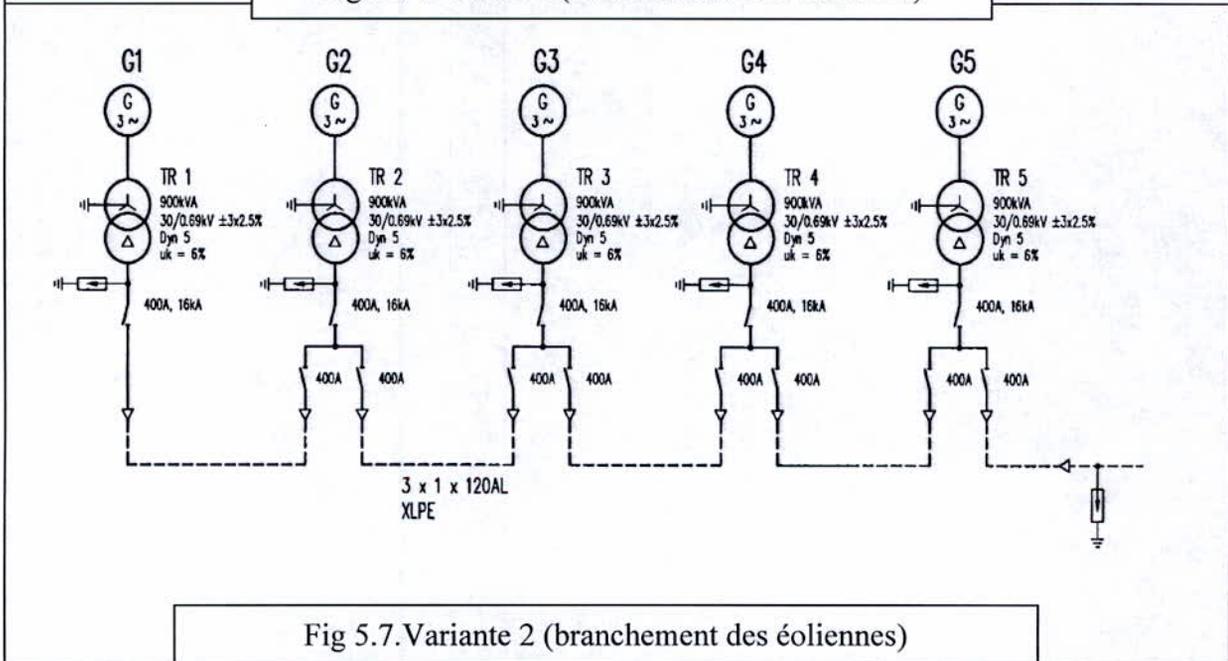


Fig 5.7. Variante 2 (branchement des éoliennes)

Le réseau d'alimentation électrique est modifié par la connexion du parc éolien au regard des points suivants:

Les générateurs supplémentaires (éoliennes) augmentent la capacité en court-circuit du réseau.

L'accumulation des éoliennes et les grands gradients de performance dans le parc éolien représentent peut-être les plus variations de charge dans le réseau d'alimentation électrique.

Ils peuvent aussi conduire à des modifications de performances relatives et donc à de plus fluctuations de fréquence dans le réseau que jusqu'a présent.

- Le flux d'énergie changera dans certains secteurs du réseau et pourra retourner également dans l'autre sens.
- Ainsi l'installation d'un système de contrôle est fortement conseillée. Il gère la connexion ou la déconnexion du parc éolien en cas de fluctuations de charge et par conséquent de variations de tension.

De manière à pouvoir réguler l'intégration des éoliennes au réseau de distribution électrique, il est conseillé de faire usage de protecteurs contre les surplus de courant ou de protections différentielles

Protections électriques des éoliennes:

Les protections électriques indispensables pour protéger les turbines éoliennes sont les suivantes :

Sur/sous tension

Surintensité Phase

Défaut Terre

Surcharge

Sur/sous fréquence

Retour de puissance

Déséquilibre

Protection particulière de l'électronique de puissance

Détection perte réseau

-Fonctionnement îloté des fermes d'éoliennes : probabilité faible

Le problème actuel est surtout la coordination de la protection de l'éolienne et de la protection du réseau.

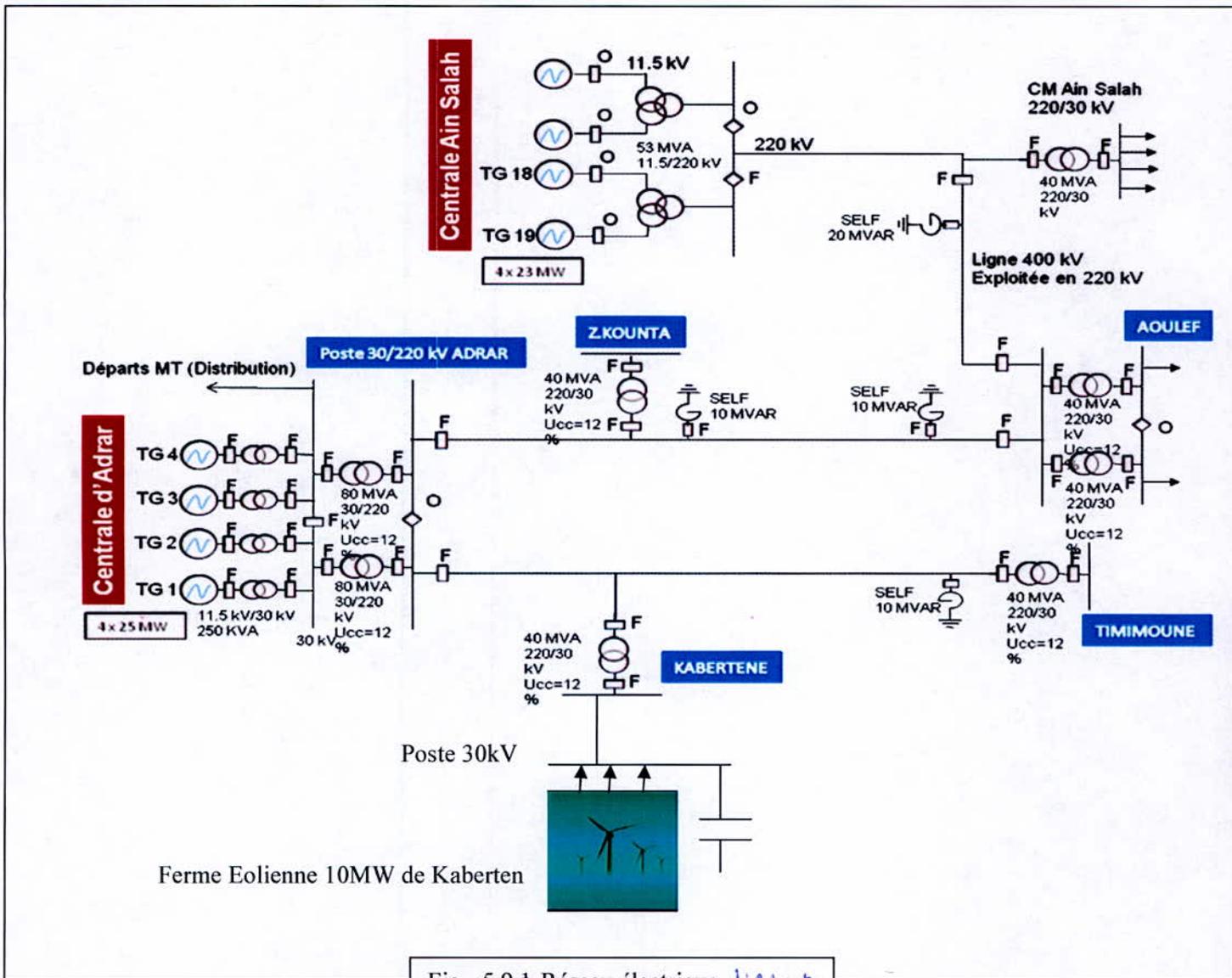


Fig. -5.9.1-Réseau électrique d'Adrar

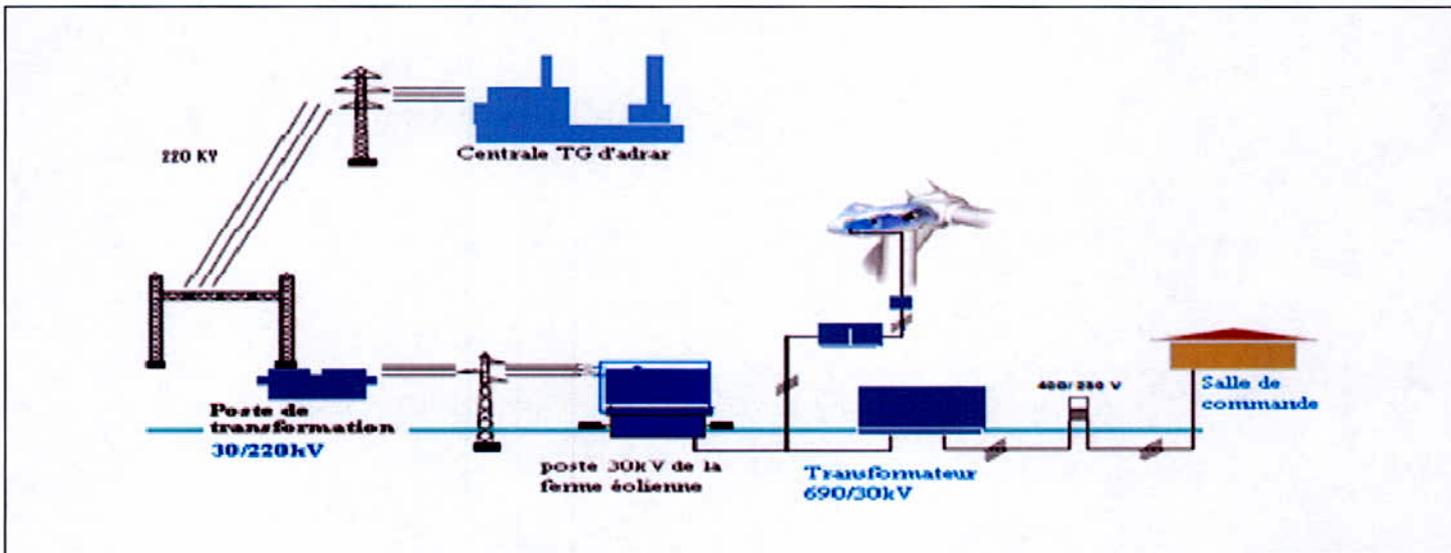


Fig. -5.9.2Raccordement de l'éolien au réseau

5.6-La maintenance du parc éolien

L'éolienne doit être accessible pour les opérations de maintenance (au moins 1 fois/an). Il s'agit d'une visite préventive annuelle pour, essentiellement, graisser les roulements et serrer les boulons. Les charges annuelles s'élèvent à environ 100 € par kW installé.

L'usure d'une éolienne a été comparée à l'utilisation d'une voiture à raison de 200 000 km/an. Il est donc recommandé, lors du choix du système éolien, de bien comparer les durées de garantie et les durées de vie. La durée de vie d'une éolienne est de 20 à 30 ans, mais avec une bonne maintenance, il est possible d'espérer faire durer la machine plus longtemps.

5.7-Contraintes majeurs du site

- Un gradient de température d'une grande amplitude qui va fluctuer selon l'heure du jour et les saisons. Ceci va accélérer le phénomène de fatigue et de vieillissement des pales (contrairement à ce qui se passe le long de l'Atlantique ou de la mer du Nord).

- Les vents de sable vont éroder les pales et pénétrer dans les différents engrenages. Leur dépôt sur les pales va les alourdir et modifier leur aérodynamique et donc diminuer leur vitesse de rotation (rendement) et réduire leur durée de vie. Elles n'ont d'ailleurs pas été conçues pour une telle région géographique et un tel climat.

5-8-Recommandations

-La nacelle et ses différents composants doivent être conçus pour résister à des entrées de sable ainsi que d'humidité et de sel.

-La hauteur importante du mât (70 m le bas des pales est à $70 - 31 = 39$ m du sol) doit normalement limiter les problèmes sur la nacelle liés aux particules lourdes entraînées par le vent.

-Le traitement anticorrosion du mât (classe C5-M selon ISO 12944-2:1998 et ISO 12944-5:1998) participe à sa résistance aux vents de sable.

-L'entretien de la surface des pales, susceptible d'être abrasée à la longue par les particules de sable doit être facile à réaliser

Chapitre 6

6- Cartographie du gisement Eolien du site de KABERTEN

6-1-Introduction

L'objectif de cette étude est d'évaluer et comptabiliser la capacité énergétique du site de Kaberten, et de faire un choix rigoureux de différents emplacements des aérogénérateurs afin d'éviter l'effet de sillage et maximiser le rendement énergétique.

6.2-Evaluation de la capacité énergétique du site de Kaberten –Simulation à l'aide du logiciel WASP.

- Procédures et étapes suivis

1-Calcul du gisement éolien du site : le potentiel éolien se caractérise par la détermination de diverses grandeurs :

- Vitesse moyenne du vent,
- Rose des vents,
- Distribution de Weibull
- Densité énergétique

Ces caractéristiques sont obtenues par simulation numérique sur ordinateur, grâce au logiciel WASP et à partir des données mesurées à la station météorologique de la région d'Adrar (données de vent de 2005 à 2008).

Les observations de la vitesse moyenne et de la direction du vent effectuées sur une période de 3ans dans la station météorologique de la région d'Adrar.

2-Modélisation numérique du relief : à partir d'une carte topographique de la région d'Adrar (échelle 1/500 000) de l'institut national de cartographie et topographie (INCT), cette carte a été scannée et introduite dans le Map Editor du Wasp, ensuite 03 points ont été pris pour géo-référencier la carte, numériser les lignes de niveau.

A chaque zone de rugosité type Z0 (La rugosité permet de caractériser la couverture du sol, dont l'influence fait varier l'intensité du vent), il a été attribué une classe de rugosité définie, comme le relief ces données ont été formatées puis injectées comme données d'entrée du logiciel de calcul du potentiel éolien WASP.

Les données de relief et de rugosité de la région forme un fichier MAP qui modélise le site .Les mesures de vent servent à définir une statistique moyenne annuelle définie dans un fichier TAB. Ensuite WASP calcule un « atlas du vent » (Wind Atlas) qui permet de définir les caractéristiques du vent à différentes hauteurs selon différentes classes de rugosité.

3-Simulation d'un parc éolien sur la carte site de Kaberten avec un nombre et un type d'aérogénérateur quelconque sur une zone donnée du site (surface, hauteur, pas de calcul) et les paramètres résultats sont donnés pour les hauteurs des éoliennes :

- La vitesse moyenne annuelle du vent (m/s)
- Les deux paramètres de loi de Weibull A (paramètre d'échelle en m/s), et k (paramètre de forme sans unité)
- Production d'énergie brute
- Pertes par effet de sillage (région de faible vitesse du vent et hautement turbulente) pour le parc et pour chaque éolienne.

6.3-Surface d'implantation des éoliennes

Surface d'implantation : afin d'éviter la provocation de turbulences, il est indispensable d'espacer les éoliennes d'une distance de :

- 4 à 6 fois le diamètre du rotor entre deux éoliennes d'une même rangée
- 6 à 9 fois le diamètre du rotor entre deux éoliennes de rangées successives

6-4-Les résultats

Les données météorologiques sont des mesures faites par l'Office National de la Météorologie. Les mesures sont effectuées à 10 m au-dessus du sol.

Ces données ont été traitées par le programme 'Observed Wind Climat' du Wasp ce qui a permis d'obtenir les paramètres suivants :

- Vitesse moyenne du vent en m/s ;
- Densité de puissances moyennes W/m^2 ;
- Distribution des vitesses moyennes du vent
- Distribution des directions du vent.
- A : Facteur d'echelle en m/s ;
- K : facteur de forme sans unité ;
- U : vitesse moyenne du vent en m/s ;
- P : densité de puissance moyenne W/m^2 ;
- Freq : fréquence des occurrences en % ;
- A et K étant les paramètres de la distribution de Weibull.

Courbes de puissance et du Cp en fonction de la vitesse du vent tracés par le logiciel Wasp(Eolienne type GEV HP de Vergnet)

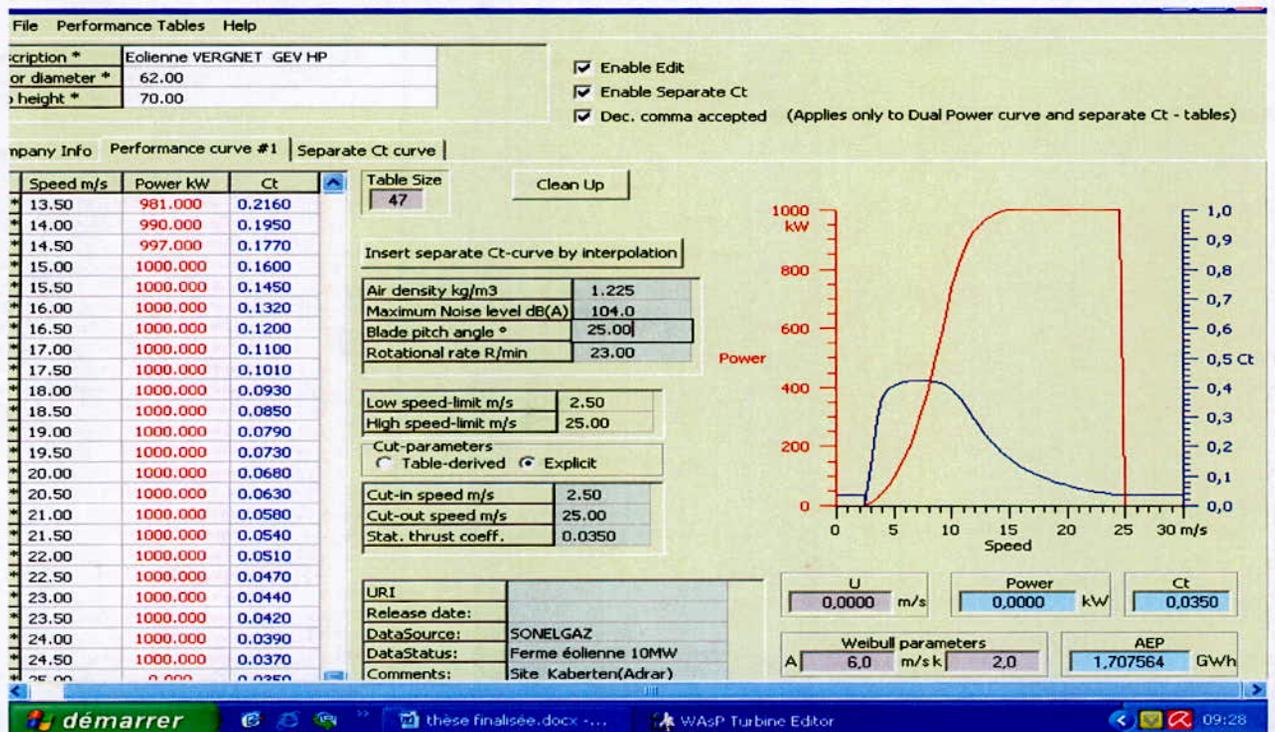


Fig-6.1-Caractéristique de puissance de l'éolienne Vergnet GEV HP (logiciel Wasp)

6.5- Simulations

Différentes dispositions des 10 éoliennes de 1MW chacune de type GEV HP de Vergnet ont été simulées à l'aide du programme Wasp sur la carte 1/500 000 géo-référenciée de Kaberten, pour évaluer les pertes dues à l'effet de sillage (Les éoliennes ont été orientées vers les directions des vents dominants, voir fig. 6.2 et fig. 6.7).

-Première simulation

Les éoliennes ont été disposées en deux rangés face aux vents dominants :

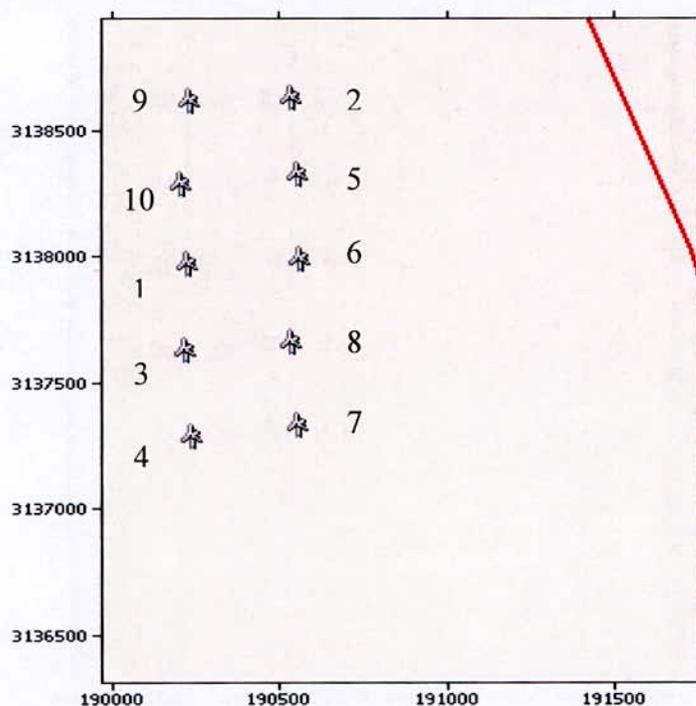


Fig. 6.2 –Disposition des éoliennes face aux vents dominants

-Mesure de l'énergie annuelle nette et des pertes dues à l'effet de sillage

Tableau 6.1 Paramètres mesurés à l'aide du programme Wasp (10turbines)

Site ID	Site x [m]	Site y [m]	El [m]	Ht [m]	U	Grs [GWh]	Net. [GWh]	Wk [%]
Turbine site 1	190549,3	3137292	271	70	7,31	3,273	3,239	1,02
Turbine site 2	190226,8	3138576	271	70	7,25	3,217	3,13	2,69
Turbine site 3	190555,8	3137950	272	70	7,28	3,244	3,19	1,67
Turbine site 4	190533,1	3137622	272	70	7,28	3,243	3,191	1,61
Turbine site 5	190201	3138247	271	70	7,32	3,284	3,169	3,5
Turbine site 6	190220,3	3137931	271	70	7,28	3,243	3,119	3,82
Turbine site 7	190233,2	3137247	270	70	7,26	3,225	3,13	2,95
Turbine site 8	190213,9	3137589	270	70	7,26	3,226	3,103	3,8
Turbine site 9	190530	3138589	272	70	7,25	3,218	3,176	1,29
Turbine site 10	190549,3	3138286	272	70	7,25	3,217	3,164	1,66

Mesure de l'énergie annuelle et des pertes des éoliennes 10x1MW

Tableau-6.2 Mesure de l'énergie et des pertes (10 turbines)

Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [GWh]	32,388	3,239	3,217	3,284
Total net AEP [GWh]	31,61	3,161	3,103	3,239
Proportional wake loss [%]	2,4	-	-	-

Ce diagramme représente l'énergie brute et l'énergie nette (GWh) produite par le parc éolien sur une année

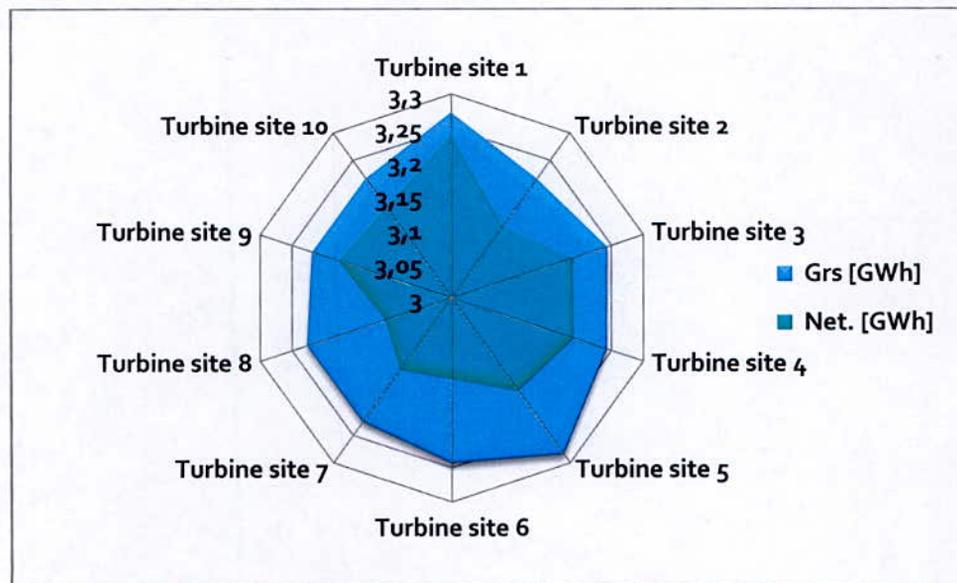


Fig 6.3 Présentation de l'énergie brute et l'énergie nette (GWh)

Les mesures obtenues pour chaque turbine sont présentés dans les tableaux suivants (les tableaux des résultats des éoliennes 4, 5, 6, 7, 8, 9, et 10 sont présentés en annexe)

Afin de faire une analyse des résultats obtenus sur 3 éoliennes, Eolienne n°1, Eolienne n°2 et Eolienne n°3, nous avons comparé, l'énergie annuelle produite et les pertes par effet de sillage (voir les figures 6.4,6.5 et 6.6).

Eolienne n°1

Tableau 6.3 .Paramètres mesurées (turbine 1);

Sector	ang. [deg]	freq. [%]	Weibull - A [m/s]	Weibull-k	U [m/s]	P [W/m2]	AEP [GWh]	wake [%]
1	0	5,4	6,8	2,26	5,98	224	0,116	0
2	30	15,3	7,3	2,34	6,44	272	0,388	0
3	60	17,8	8,9	2,4	7,86	483	0,668	0,03
4	90	16,8	9,1	2,32	8,09	543	0,608	7,48
5	120	10	8,4	2,21	7,42	435	0,327	3,42
6	150	6,8	8,4	2,07	7,46	469	0,221	4,39
7	180	4,8	7,6	1,93	6,74	372	0,121	11,16
8	210	5,8	10,9	2,13	9,65	990	0,283	0,12
9	240	5,7	7,2	1,88	6,4	328	0,148	0
10	270	5,3	7,2	1,81	6,43	346	0,138	0
11	300	3,2	6,1	2,03	5,36	178	0,056	0
12	330	3,1	6,2	2,12	5,49	183	0,056	0
All	-	-	-8,2	-2,07	7,25	430	3,13	2,69

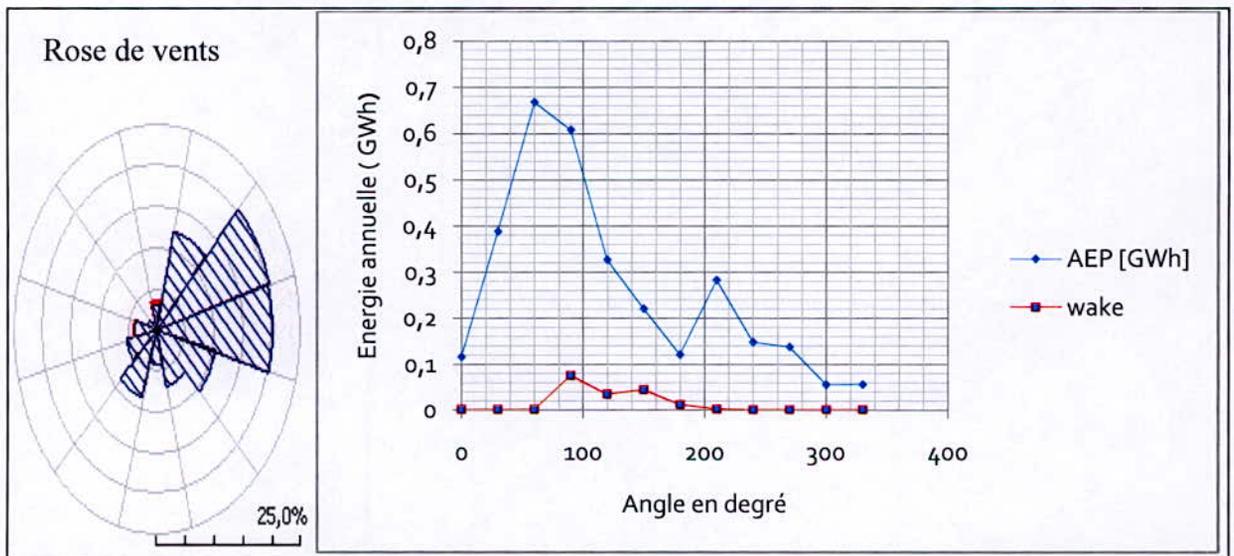


Fig 6.4 .Courbe de variation de l'énergie annuelle produite (GWh) en fonction du sillage (Eolienne1)

Eolienne n°2

Tableau 6.4 .Paramètres mesurés (turbine 2)

Sector	ang. [deg]	freq. [%]	Weibull - A [m/s]	Weibull-k	U [m/s]	P [W/m2]	AEP [GWh]	wake [%]
1	0	5,4	6,8	2,26	5,98	224	0,116	0
2	30	15,3	7,3	2,34	6,44	272	0,388	0
3	60	17,8	8,9	2,4	7,86	483	0,668	0,03
4	90	16,8	9,1	2,32	8,09	543	0,608	7,48
5	120	10	8,4	2,21	7,42	435	0,327	3,42
6	150	6,8	8,4	2,07	7,46	469	0,221	4,39
7	180	4,8	7,6	1,93	6,74	372	0,121	11,16
8	210	5,8	10,9	2,13	9,65	990	0,283	0,12
9	240	5,7	7,2	1,88	6,4	328	0,148	0
10	270	5,3	7,2	1,81	6,43	346	0,138	0
11	300	3,2	6,1	2,03	5,36	178	0,056	0
12	330	3,1	6,2	2,12	5,49	183	0,056	0
All	-	-	-8,2	-2,07	7,25	430	3,13	2,69

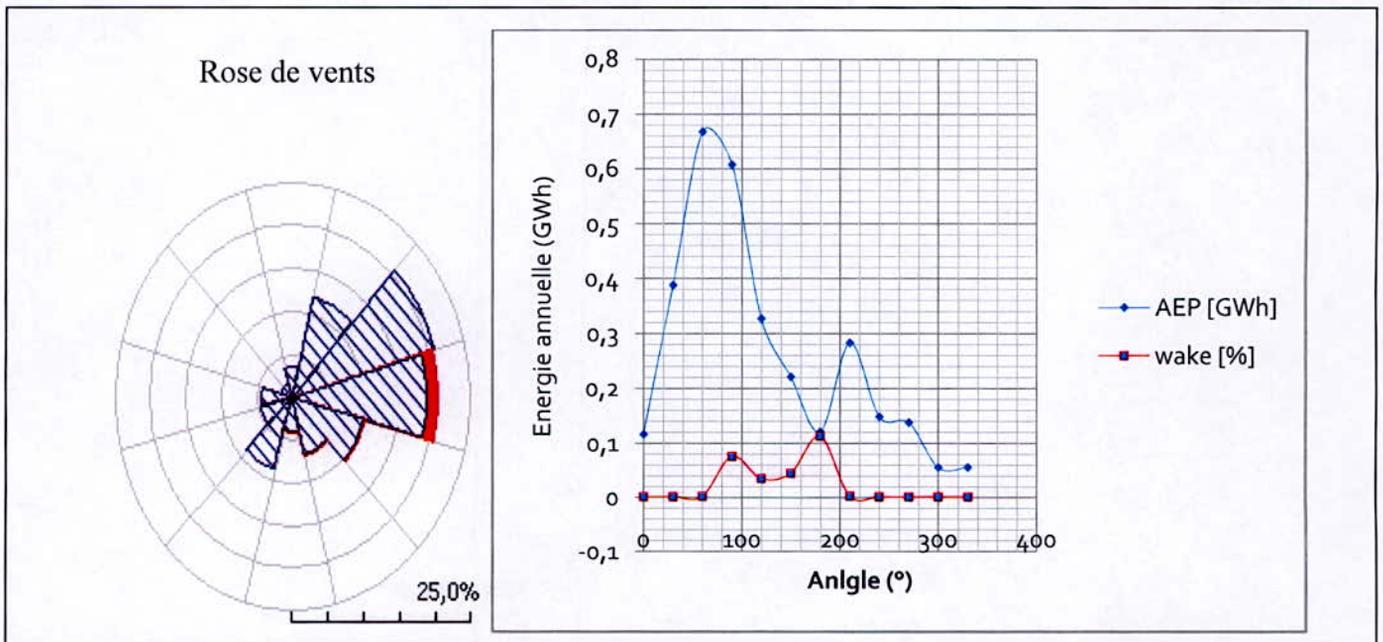


Fig 6.5 .Courbe de variation de l'énergie annuelle produite (GWh) en fonction du sillage (Eolienne 2)

Eolienne n°3

Tableau 6.5 .Paramètres mesurées(turbine 3) ;

Sector	ang. [deg]	freq. [%]	Weibull -A [m/s]	Weibull-k	U [m/s]	P [W/m2]	AEP [GWh]	wake [%]
1	0	5,4	6,8	2,26	5,98	224	0,101	12,69
2	30	15,3	7,3	2,34	6,44	271	0,387	0
3	60	17,8	8,9	2,4	7,85	482	0,666	0
4	90	16,8	9,1	2,32	8,09	543	0,657	0
5	120	10	8,4	2,21	7,43	437	0,34	0
6	150	6,8	8,4	2,07	7,46	470	0,232	0
7	180	4,8	7,6	1,93	6,75	373	0,124	9,42
8	210	5,8	10,9	2,13	9,64	989	0,274	2,91
9	240	5,7	7,9	1,74	7,08	482	0,175	1,52
10	270	5,2	7,2	1,81	6,41	342	0,127	7,51
11	300	3,2	6,1	2,03	5,37	179	0,053	5,33
12	330	3,1	6,2	2,12	5,49	183	0,054	4,36
All	-	-	-8,2	-2,06	7,28	438	3,19	1,67

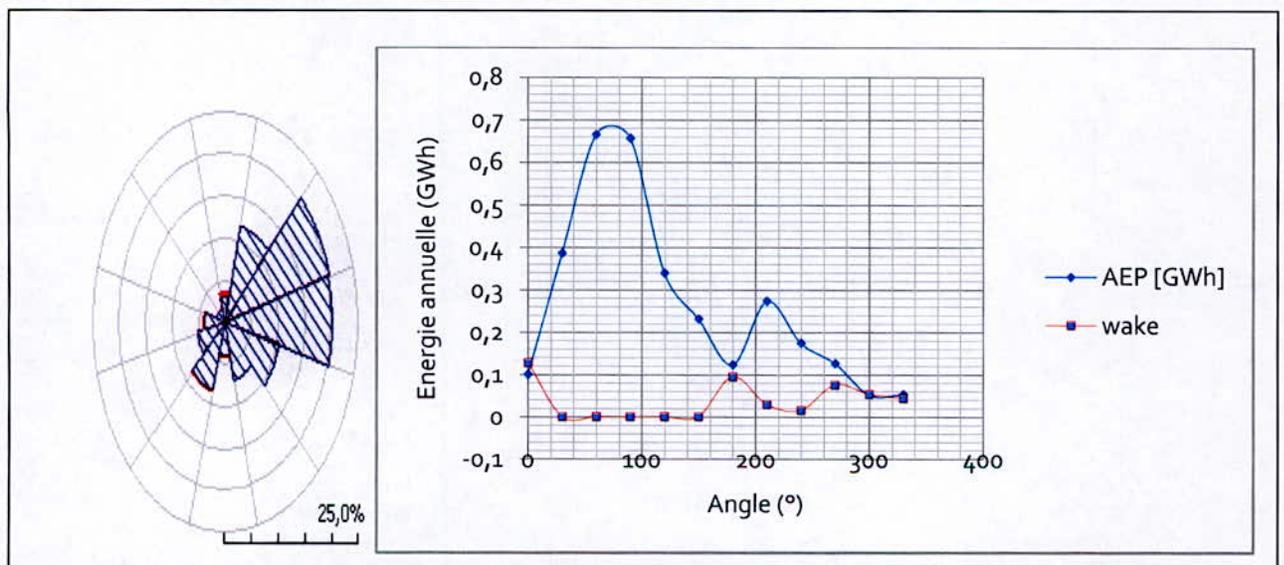


Fig 6.6 .Courbe de variation de l'énergie annuelle produite (GWh) en fonction du sillage (Eolienne 3)

- Deuxième simulation

Les éoliennes ont été disposées en une seule rangée face aux vents dominants

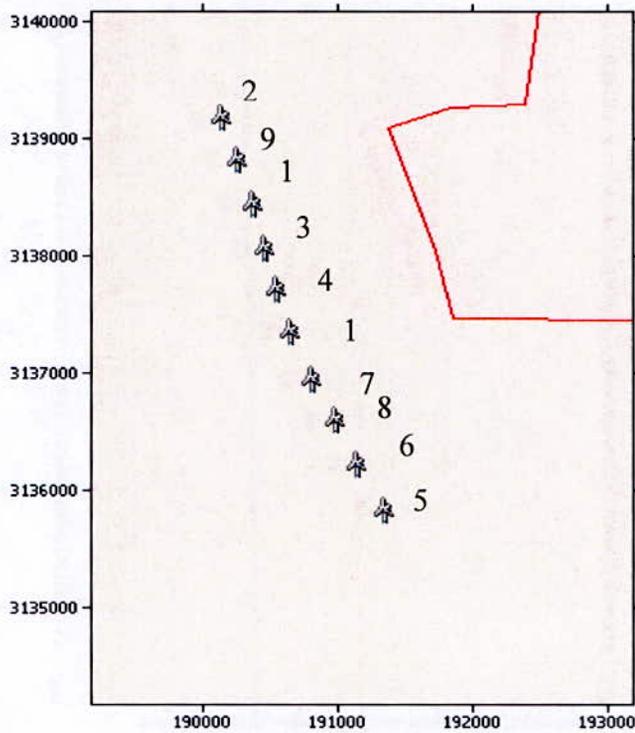


Fig. 6.7 –Disposition des éoliennes face aux vents dominants

-Mesure de l'énergie annuelle (GWh) et des pertes

Tableau-6.6 Mesure de l'énergie et des pertes annuelle des 10 turbines

Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [GWh]	32,5	3,25	3,217	3,273
Total net AEP [GWh]	32,299	3,23	3,193	3,268
Proportional wake loss [%]	0,62	-	-	-

Ce diagramme représente l'énergie brute et l'énergie nette (GWh) produite par le parc éolien sur une année

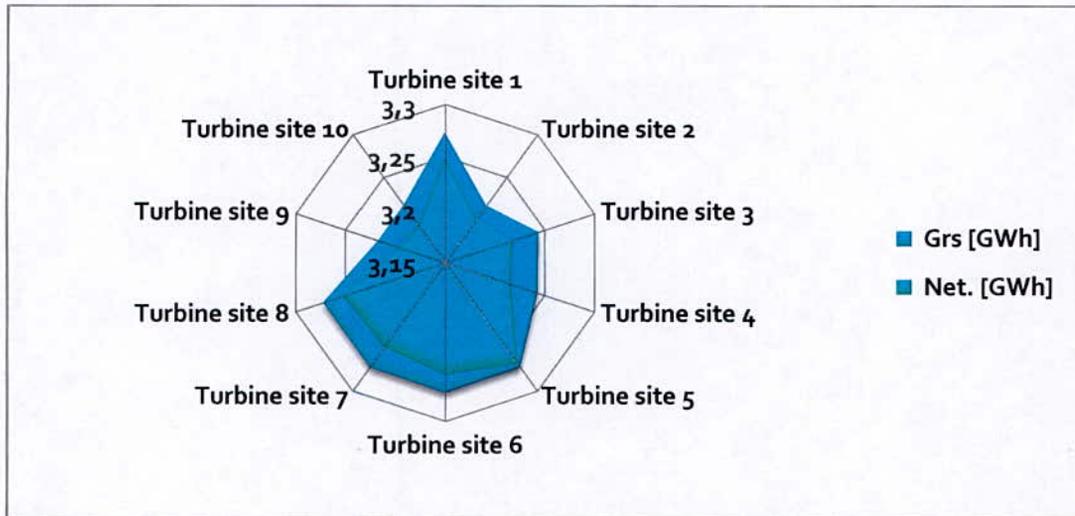


Fig 6.8 Présentation de l'énergie brute et l'énergie nette (GWh)

-Mesure de l'énergie annuelle nette et des pertes dues à l'effet de sillage

Tableau 6.7 Paramètres mesurés à l'aide du programme Wasp (10 turbine)

Site ID	Site x [m]	Site y [m]	El [m]	Ht [m]	U	Grs [GWh]	Net. [GWh]	Wk [%]
Turbine site 1	190639,7	3137264	271	70	7,31	3,273	3,249	0,72
Turbine site 2	190128,8	3139086	271	70	7,25	3,217	3,201	0,50
Turbine site 3	190448,1	3137974	272	70	7,28	3,244	3,218	0,78
Turbine site 4	190533,1	3137622	272	70	7,28	3,243	3,216	0,81
Turbine site 5	191326,7	3135736	269	70	7,31	3,272	3,268	0,14
Turbine site 6	191133,2	3136123	270	70	7,31	3,273	3,256	0,50
Turbine site 7	190794,5	3136848	271	70	7,31	3,272	3,249	0,70
Turbine site 8	190968,7	3136500	270	70	7,31	3,272	3,252	0,60
Turbine site 9	190235,2	3138719	271	70	7,25	3,217	3,195	0,70
Turbine site 10	190351,3	3138341	272	70	7,25	3,217	3,193	0,73

Les mesures obtenues pour chaque turbine sont présentés dans les tableaux suivants (les tableaux des résultats des éoliennes 2, 5, 6, 7, 8, 9, et 10 sont présentés en annexe)

Afin de faire une analyse des résultats obtenus sur 3 éoliennes, Eolienne n°1, Eolienne n°3 et Eolienne n°4, nous avons comparé, l'énergie annuelle produite et les pertes par effet de sillage (voir les figures 6.9, 6.5 et 6.6).

Eolienne 1

Tableau 6.8 .Paramètres mesurés (turbine 1);

Sector	ang. [deg]	freq. [%]	Weibull -A [m/s]	Weibull- k	U [m/s]	P [W/m2]	AEP [GWh]	wake [%]
1	0	5,4	6,8	2,26	5,98	224	0,111	5,23
2	30	14,6	7,6	2,09	6,71	339	0,409	0
3	60	17,9	8,9	2,4	7,85	481	0,67	0
4	90	16,9	9,1	2,32	8,09	543	0,661	0
5	120	10,1	8,4	2,21	7,43	437	0,343	0
6	150	6,8	8,4	2,07	7,46	470	0,221	5,43
7	180	4,8	7,6	1,93	6,75	373	0,136	0,82
8	210	5,9	10,9	2,13	9,64	987	0,284	0
9	240	5,8	7,9	1,74	7,08	482	0,179	0
10	270	5,3	7,2	1,81	6,4	341	0,138	0
11	300	3,3	6,1	2,03	5,37	178	0,057	0
12	330	3,3	5,6	2,11	4,93	133	0,041	8,09
All	-	-	-8,2	-2,04	7,31	448	3,249	0,72

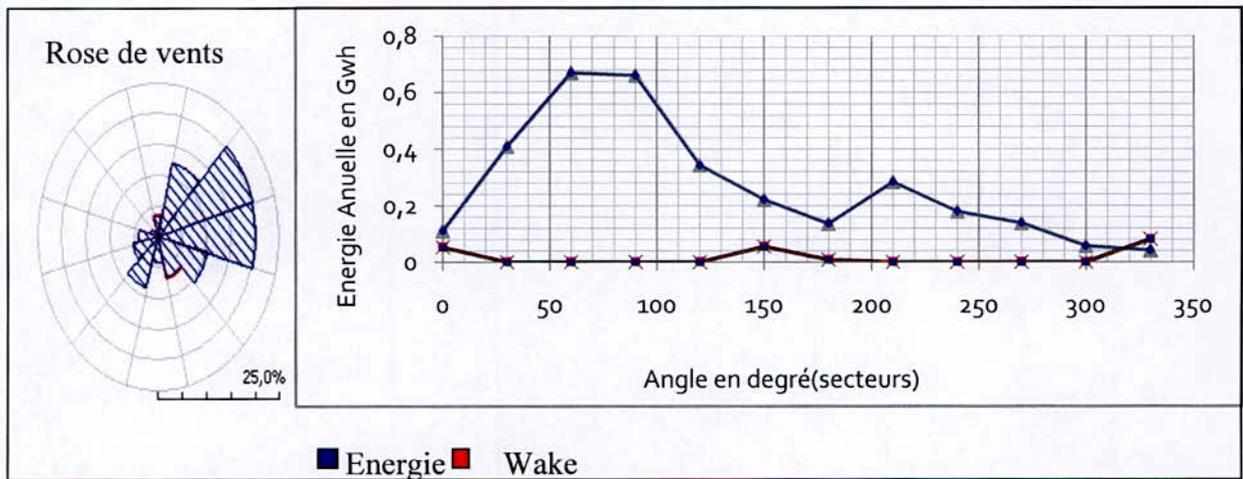


Fig 6.9 .Courbe de variation de l'énergie annuelle produite (GWh) en fonction du sillage (Eolienne 1)

Eolienne 3

Tableau 6.9 .Paramètres mesurés (tableau 3)

Sector	ang. [deg]	freq. [%]	Weibull -A [m/s]	Weibull- k	U [m/s]	P [W/m2]	AEP [GWh]	wake [%]
1	0	5,4	6,8	2,26	5,98	224	0,11	5,38
2	30	15,3	7,3	2,34	6,44	271	0,387	0
3	60	17,8	8,9	2,4	7,85	482	0,666	0
4	90	16,8	9,1	2,32	8,09	543	0,657	0
5	120	10	8,4	2,21	7,43	436	0,34	0
6	150	6,8	8,4	2,07	7,46	470	0,222	4,08
7	180	4,8	7,6	1,93	6,75	372	0,13	4,74
8	210	5,8	10,9	2,13	9,64	989	0,283	0
9	240	5,7	7,9	1,74	7,08	482	0,178	0
10	270	5,2	7,2	1,81	6,41	342	0,137	0
11	300	3,2	6,1	2,03	5,37	179	0,056	0
12	330	3,1	6,2	2,12	5,49	183	0,053	5,6
All	-	-	-8,2	-2,06	7,28	438	3,218	0,78

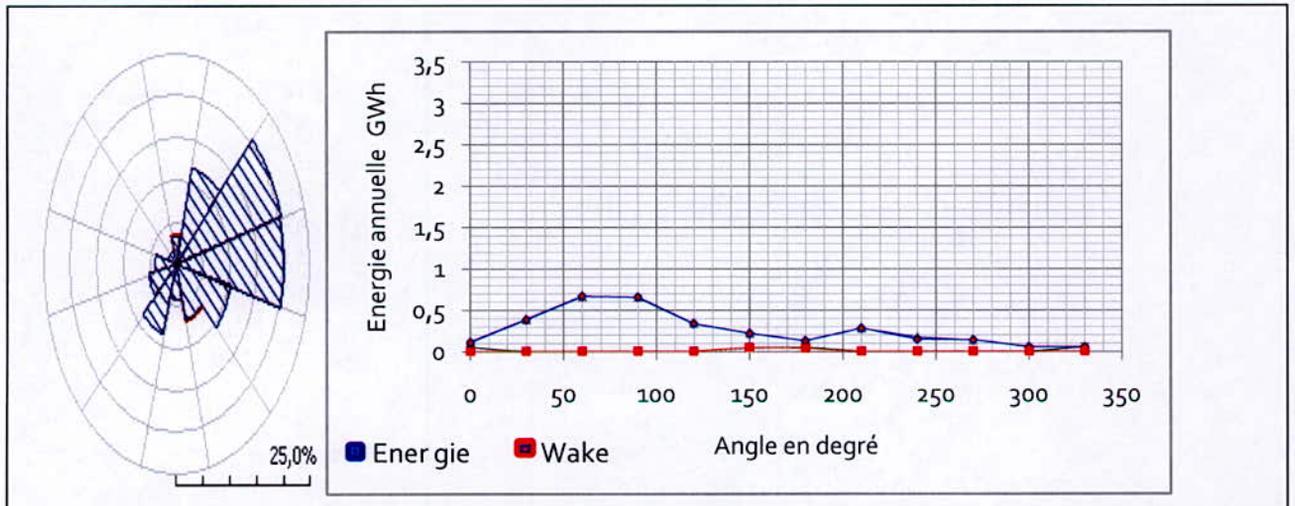


Fig 6.10 .Courbe de variation de l'énergie annuelle produite (GWh) en fonction du sillage (Eolienne 3)

Eolienne 4

Tableau 6.10. Paramètres mesurés (turbine4)

Sector	ang. [deg]	freq. [%]	Weibull - A [m/s]	Weibull -k	U [m/s]	P [W/m2]	AEP [GWh]	wake [%]
1	0	5,4	6,8	2,26	5,98	224	0,109	6,58
2	30	15,2	7,3	2,34	6,43	271	0,386	0
3	60	17,8	8,9	2,4	7,85	481	0,665	0
4	90	16,8	9,1	2,32	8,09	543	0,657	0
5	120	10	8,4	2,21	7,43	437	0,34	0
6	150	6,8	8,4	2,07	7,46	470	0,22	4,99
7	180	4,8	7,6	1,93	6,75	373	0,133	2,99
8	210	5,8	10,9	2,13	9,64	988	0,282	0
9	240	5,7	7,9	1,74	7,08	482	0,178	0
10	270	5,2	7,2	1,81	6,4	341	0,137	0
11	300	3,2	6,1	2,03	5,38	179	0,057	0
12	330	3,1	6,2	2,12	5,48	183	0,053	5,54
All	-	-	-8,2	-2,06	7,28	438	3,216	0,81

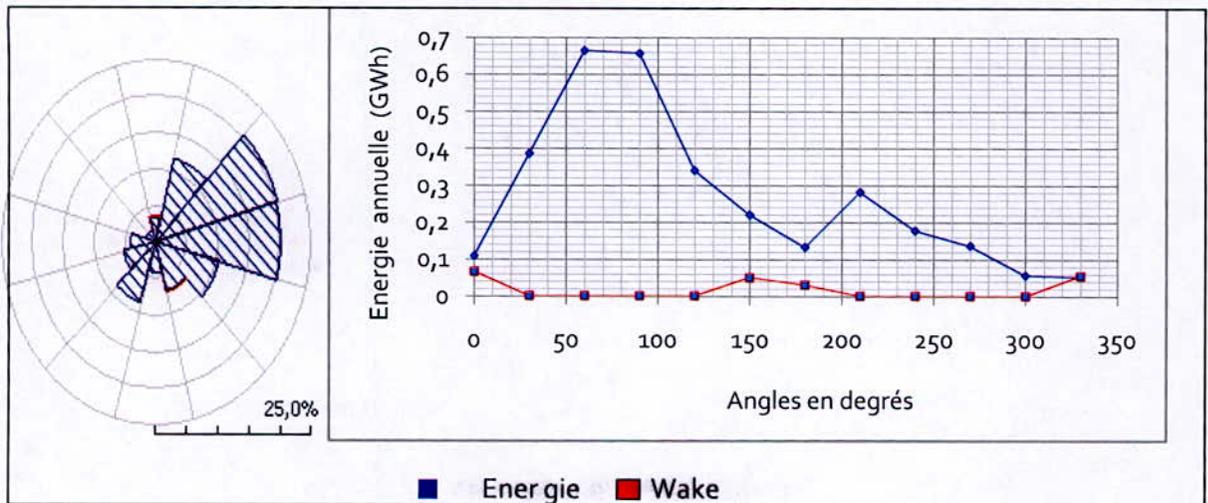


Fig 6.11 .Courbe de variation de l'énergie annuelle produite (GWh) en fonction du sillage (Eolienne 4)

Troisième simulation

Cette simulation consiste en l'implantation de 20 éoliennes de type VESTAS de 2 MW chacune avec les éoliennes de type Vergnet de (10x1 MW) (voir figure 6.12)

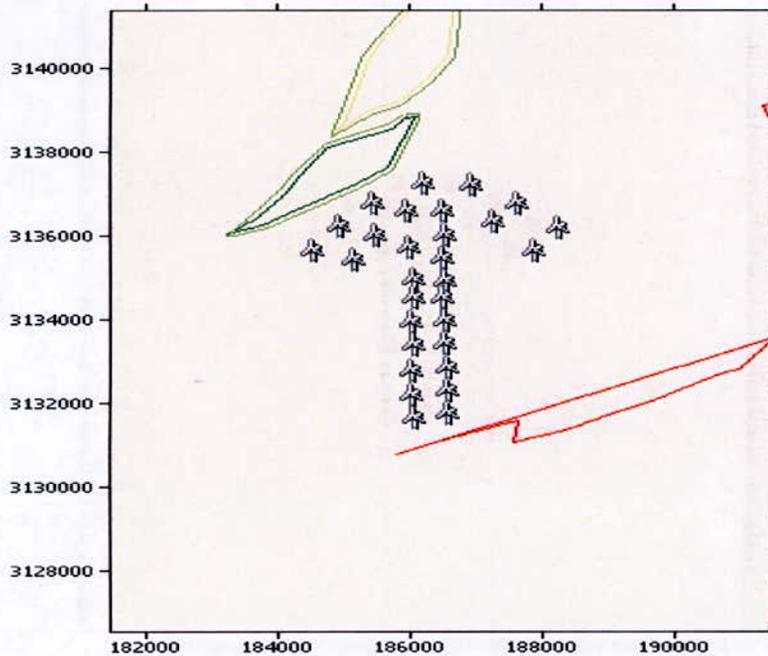


Fig. 6.12 –Disposition des éoliennes face aux vents dominants

Résultats

-Mesure de l'énergie annuelle nette et des pertes dues à l'effet de sillage

Tableau 6.11. Paramètres mesurés à l'aide du programme Wasp (10 turbines)

Site ID1	Site x [m]	Site y [m]	El [m]	Ht [m]	U	Grs [GWh]	Net. [GWh]	Wk [%]
Turbine site 1	190331,0	3138069	271	70	7,28	3,243	3,161	2,56
Turbine site 2	189903,1	3138340	270	70	7,24	3,215	3,058	4,89
Turbine site 3	190442,1	3137844	272	70	7,28	3,243	3,172	2,19
Turbine site 4	190533,1	3137622	272	70	7,28	3,243	3,203	1,24
Turbine site 5	189989,1	3138096	270	70	7,32	3,283	3,095	5,73
Turbine site 6	190060,0	3137875	270	70	7,26	3,227	3,046	5,58
Turbine site 7	190245,0	3137467	270	70	7,26	3,226	3,13	2,98
Turbine site 8	190150,4	3137677	270	70	7,26	3,226	3,073	4,75
Turbine site 9	190107,4	3138482	271	70	7,25	3,216	3,146	2,19
Turbine site 10	190219,2	3138254	271	70	7,32	3,284	3,193	2,76

Ce diagramme représente l'énergie brute et l'énergie nette (GWh) produite par le parc éolien (10x1NW) sur une année

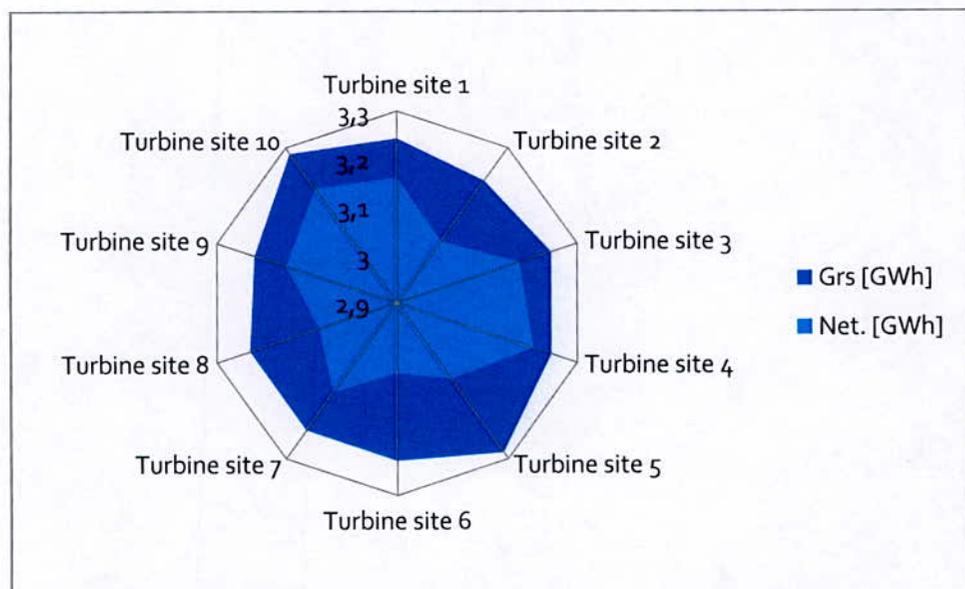


Fig 6.13 Présentation de l'énergie brute et l'énergie nette (GWh)

-Mesure de l'énergie annuelle nette et des pertes dues à l'effet de sillage

Tableau 6.12. Paramètres mesurés à l'aide du programme Wasp (20 turbines)

Site ID 2	Site x [m]	Site y [m]	El [m]	Ht [m]	U	Grs [GWh]	Net. [GWh]	Wk [%]
Turbine site 2	188221	3135955	263	67	7,57	6,051	5,982	1,13
Turbine site 13	185941,3	3136347	260	67	7,42	5,833	5,574	4,45
Turbine site 15	186008,3	3131948	259	67	7,6	6,098	6,016	1,36
Turbine site 16	185129,7	3135171	258	67	7,47	5,895	5,619	4,69
Turbine site 17	184520,1	3135410	257	67	7,46	5,881	5,588	4,98
Turbine site 19	185412,7	3136542	259	67	7,42	5,829	5,563	4,57
Turbine site 21	187611,4	3136521	263	67	7,52	5,991	5,873	1,97
Turbine site 22	184912	3135998	258	67	7,41	5,817	5,508	5,31
Turbine site 24	186051,8	3133138	259	67	7,6	6,097	5,994	1,68
Turbine site 25	185456,2	3135759	259	67	7,42	5,829	5,515	5,39
Turbine site 27	186037,3	3134705	259	67	7,48	5,903	5,734	2,85
Turbine site 30	186022,8	3133704	259	67	7,57	6,059	5,938	1,99
Turbine site 31	187872,7	3135389	262	67	7,53	5,992	5,866	2,1
Turbine site 33	186914,8	3136978	262	67	7,52	5,98	5,846	2,25
Turbine site 34	186037,3	3131396	260	67	7,58	6,081	6,035	0,76
Turbine site 40	187241,3	3136085	262	67	7,52	5,99	5,758	3,87

Turbine site 41	186196,4	3136999	260	67	7,35	5,727	5,532	3,4
Turbine site 42	186008,3	3132528	259	67	7,6	6,098	6,005	1,53
Turbine site 43	186037,3	3134270	259	67	7,57	6,057	5,901	2,58
Turbine site 49	185974	3135465	260	67	7,43	5,834	5,638	3,36

Ce diagramme représente l'énergie brute et l'énergie nette (GWh) produite par le parc éolien (20x2MW) sur une année

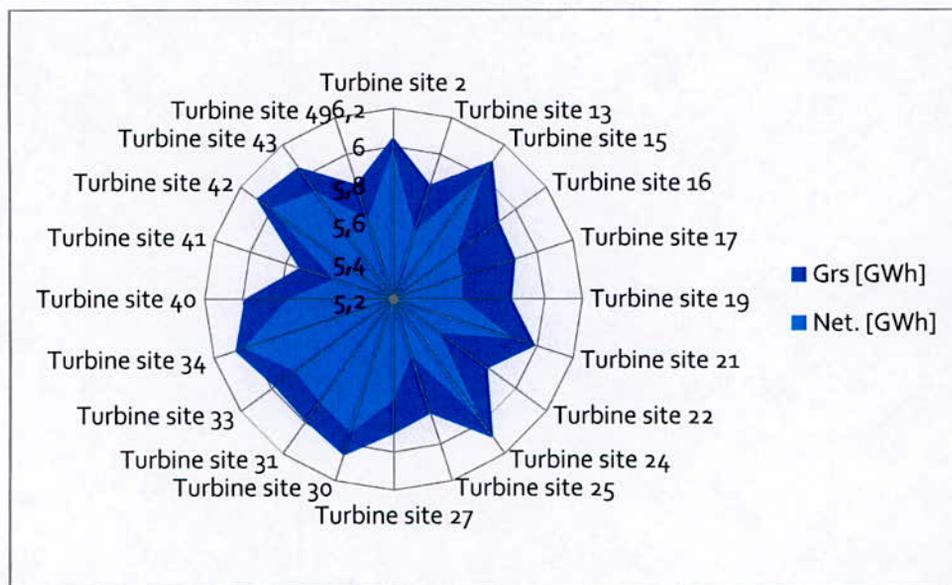


Fig 6.14 Présentation de l'énergie brute et l'énergie nette (GWh)

Conclusion :

La simulation de plusieurs configuration typique des fermes éoliennes à l'aide du logiciel WASP a permis de :

- Quantifier l'énergie globale susceptible d'être produite par la ferme éolienne dans les conditions de vents (production d'énergie brute et nette sur une année),
- Quantifier les pertes par effet de sillage (wake) pour différents emplacements des aéro-turbines,
- Localiser la meilleure implantation de chaque éolienne sur le site choisi (Kaberten) afin d'optimiser le rendement global de production d'énergie des éoliennes

Chapitre 7

7-Faisabilité économique

La méthodologie de cette étude a été inspirée de l'étude économique réalisée par le bureau d'études allemand LAHMEYER INTERNATIONAL pour l'évaluation du prix du kWh éolien dans la région de Tindouf en substitution des centrales diesel au profit du (Centre de Recherche et de Développement de l'Electricité et du Gaz).

Le projet éolien est localisé à Kaberten, wilaya d'Adrar, au sud de l'Algérie.

La puissance du parc éolien est de 10 MW et la production annuelle espérée est de 20.94 GWh. Le coût des investissements est d'environ 13.41 million d'euros et le coût spécifique de 1341€/kW (0.133 Millions de DA/kW). La technologie éolienne choisie comprend dix (10) aérogénérateurs VERNET GEV HP de puissance 1000 kW chacun. L'implantation du parc à Adrar se ferait dans le cadre d'un projet pilote, permettant le développement de la technologie éolienne.

L'objectif de cette étude est d'évaluer sur le plan économique et financier la rentabilité de l'implantation du parc éolien à Adrar.

Cette section est divisée en trois volets. Le premier est le prix d'ombre, dans lequel est analysé le coût d'opportunité réel de la réalisation de la ferme éolienne ainsi que la fixation des principaux paramètres pour la centrale à gaz. Le deuxième volet analyse la rentabilité économique, laquelle est essentielle en Algérie, vue la structure de subvention importante en particulier sur le combustible. Le troisième volet analyse la rentabilité financière de la ferme mais tient compte des conclusions atteintes dans la première et deuxième section.

7-1-Prix d'ombre

Les hypothèses

Les prix d'ombres reflètent le vrai coût d'opportunité d'un bien ou d'un service et sont utilisés pour faire des évaluations économiques dans des pays où on trouve des distorsions importantes entre les prix du marché libre et les prix appliqués localement. Ils sont de moins en moins utilisés dans les évaluations du fait que de plus en plus les pays tendent à avoir des économies de libre marché dans un environnement de globalisation. L'Algérie se trouve en transition vers le libre marché. Cependant, les prix appliqués de plusieurs biens et services dans le pays ne reflètent pas leurs coûts d'opportunités réels et donc des moyens d'ajustements peuvent être utilisés pour

développer l'analyse économique des éoliennes. Néanmoins, vu la nature du projet, deux éléments clés représentent la plupart des coûts à considérer: d'une part le combustible de la centrale à gaz et d'autre part le coût d'investissement des équipements éoliens. Ce sont des biens marchands.

Un bien ou un service marchand a un prix établi sur les marchés internationaux. Il peut être pris comme valeur économique véritable de ce bien ou de ce service puisque les taxes, les impôts et les autres distorsions du marché local ne sont pas appliquées.

Par conséquent, pour ce projet le prix international du combustible et le coût des équipements électriques et mécaniques (hors taxes, ou autres fiscalités applicables ou subventions) sont considérés les prix d'ombres de ces biens, bien entendu dans le cas où le cours du taux de change du Dinar reflète le taux du libre marché.

7-2-La devise

Le cours du taux de change du dinar devrait refléter le taux du libre marché. Cela est une variable importante dans l'analyse économique, vu que les éléments clés, tels que le combustible de la centrale diesel et le coût d'investissement des équipements éoliens sont des biens quotés en devise (p.ex. USD, Euro).

Nous avons constaté qu'actuellement le dinar est librement convertible avec d'autres devises et que les opérations de change se font dans le marché interbancaire organisé qui a été institué par la Banque Nationale d'Algérie qui peut intervenir (présentation du marché interbancaire des changes - banque d'Algérie).

Taux de change :

Le taux de change est de 1 Euro (€) = 92.68 DA.

7-3-Analyse macro-économique

L'objectif de cette section est de comparer sur le plan économique les avantages d'une centrale éolienne pilote avec ses coûts, comme il est courant dans les analyses Coûts – Avantages. L'unité d'évaluation des avantages et des coûts est la monnaie. Sur le plan économique, les effets seront évalués en tenant compte des prix du marché. Pour cela, on utilisera des prix de références ou les prix d'ombres, comme il a été expliqué plus haut. Les prix de références sont les prix usuels du marché. Ainsi, les prix de références constituent une tentative d'évaluer au plan économique les coûts réels d'un bien ou un service. Les impôts et les taxes, les frais de douanes et les subventions ne sont pas pris en considération dans les calculs, vu que l'effet économique net sur le projet est nulle: hypothétiquement, un revenu supplémentaire pour le projet et par conséquent son actionnaire le « gouvernement de l'Algérie » est une dépense pour le projet et par conséquent son

actionnaire le « gouvernement de l'Algérie ». Le transfert net de fonds pour la collectivité dans son ensemble est nul.

7-4-Méthodologie

Les calculs sont effectués pour la période 2010 à 2030, c'est-à-dire l'investissement pour la centrale éolienne en 2010 et 20 années d'exploitation de celle-ci. L'analyse économique est faite sous forme de "production d'électricité sans projet" et "production d'électricité avec projet". L'électricité produite et injectée par les éoliennes dans le réseau maillé substitue essentiellement la production de la centrale à gaz d'Adrar. Il est important de bien identifier la situation de "production d'électricité sans projet" pendant la période d'analyse (2010- 2030). Le choix de la situation est tel que l'énergie non produite par les éoliennes serait produite par la centrale à gaz. En tout état de cause, le système électrique à Adrar étant isolé du reste du pays, l'alternative de production actuelle pour Adrar est la centrale à gaz.

Pour la "production d'électricité sans projet" l'analyse tiendrait compte des éléments suivants:

-Revenu

Le revenu généré par la production produite par la centrale à gaz

-Charges

- Les frais du combustible
- Les frais fixes et variables d'exploitation et de maintenance (O&M)
- Les frais externes de production associés à la production d'électricité avec des unités diesels.

Il faut noter que les frais du capital ne seraient pas considérés, vu que la capacité installée existe déjà et que la centrale éolienne ne remplacerait pas une capacité installée future qui pourrait être nécessaire. La raison est que vu sa taille, ce projet éolien ne peut être considéré comme ayant une disponibilité significative pour le système interconnecté.

Pour la "production d'électricité avec projet" l'analyse tiendrait compte des éléments suivants:

7-4-1-Revenu

- Le revenu généré par la production produite par la centrale éolienne
- Le revenu généré par la vente des échanges de droits d'émission de CO2 dans le cadre du protocole de Kyoto (Crédits Emissions Réductions CER)

7-4-2-Charges

- Les frais fixes et variables du parc
- Les frais du capital du parc éolien (p.ex. le coût des investissements)

Le revenu lié aux ventes d'électricité pour la situation "production d'électricité sans projet" et la situation "production d'électricité avec projet" est le même, vu qu'une production remplacerait l'autre et que les consommateurs paieraient le même tarif électrique indépendamment de la source de production.

D'un point de vue économique, le projet est rentable si pour l'intervalle de temps de l'analyse, le coût de "production d'électricité avec projet" est inférieur au coût de "production d'électricité sans projet".

L'utilité du parc se définit à partir des coûts évités, autrement dit si l'électricité est produite par le parc éolien alors moins d'électricité sera produite par les centrales à gaz et par conséquent les frais de combustible, les frais variables et fixes d'opération et de maintenance (O&M) et d'autres coûts externes (p.ex. émissions CO₂) diminueront. Il faut noter que les frais fixes de l'O&M dépendent du nombre d'heures d'utilisation des machines. Les coûts précédents représentent dans son ensemble le "coût évité du kWh".

Dans la pratique et pour analyser la rentabilité économique de la centrale éolienne nous déterminerons le "coût évité du kWh" de la centrale à gaz. Ce coût évité du kWh représente effectivement le tarif maximum à payer pour la production éolienne pour qu'il soit indifférent de générer la "production d'électricité sans projet" ou la "production d'électricité avec projet". Si ce tarif maximum suffit pour couvrir les coûts de production d'électricité de la centrale éolienne, y compris le coût du capital lequel est le plus significatif pour ce moyen de production, alors le projet est rentable.

7-4-3-Les outils

L'analyse économique se base sur deux modèles :

- Un modèle du coût évité du kWh pour Sonelgaz à Adrar qui estime le "coût évité du kWh" de la centrale à gaz d'Adrar, et qui tient compte essentiellement de la fluctuation du prix international du pétrole. Coût évité du kWh est ajusté par le coût d'opportunité lié à la réduction des émissions de CO₂.
- Un modèle de cash flow qui comprend principalement: le revenu hypothétique calculé à partir d'un tarif du kWh éolien et qui représente le coût évité du kWh; les charges d'exploitation et de maintenance (O&M) et autres charges administratives et finalement le coût de l'investissement (coût du capital).
- Le modèle du coût évité ajusté de Sonelgaz à Adrar (Excel) qui est l'un des outils de l'évaluation économique inclut essentiellement les feuilles de calculs suivantes :

- Prix du combustible à Adrar (i) - Cette feuille contient la structure du prix du marché du gaz à Adrar. Elle permet de fixer des hypothèses concernant le combustible et en particulier la prévision du prix international du gaz et le coût du transport.
- Coût évité du KWh (i) - Cette feuille contient le calcul et les hypothèses du coût évité de production de la centrale d'Adrar.
- Data Adrar : Cette feuille contient des données collectées du site.
- Algeria Eco data WB: Cette feuille contient des données économiques de l'Algérie. La source est la banque mondiale.
- Les feuilles liées à l'analyse du prix international du combustible (gaz) : "EIA Oil forecast" - Cette feuille contient la prévision du département d'énergie des Etats Unis (DOE) du prix du pétrole 2007 à 2030);
- Modèle options fourniture (i) : Cette feuille présente des options technologiques de fourniture d'électricité à Adrar (p.ex. calcul des coûts par kWh)
- Modèle de dispatching (i) : Cette feuille permet de calculer le coût de fourniture d'électricité à long terme pour Adrar.
- Coût du capital (i) : Cette feuille fait une estimation du coût annuel du capital pour le projet.
- CERs éoliennes: Cette feuille fait une estimation des émissions de CO2 réduites et du revenu par la vente des CERs.
- Le modèle éolien de cash flow (Excel) qui est l'autre outil de l'évaluation économique inclut les feuilles de calculs suivantes :
- Inputs (i) - Cette feuille permet de fixer les hypothèses du modèle
- Sensibilités - Cette feuille comprend les analyses de rentabilité

- Cash-flow - Cette feuille comprend les revenus et les charges du projet ainsi que le cash-flow du projet pour l'analyse de rentabilité et pour les sensibilités.
- Production : Ces feuilles fournissent les résultats du modèle de production éolienne en utilisant le fournisseur de turbines, VERGNET GEV HP.
- Budget - Cette feuille comprend le détail pour l'estimation du coût des investissements pour la centrale éolienne en utilisant des turbines du type VERGNET GEV HP et pour un parc comprenant 10 turbines.
- Dette - Cette feuille comprend la structure de la dette du projet
- Tableaux Rapport - Cette feuille présente plusieurs tableaux qui sont utilisés dans ce rapport.

7-5-L'étude de rentabilité économique se base sur deux critères

- Valeur actuelle nette (VAN ou NPV) du projet: La valeur actuelle nette est, du point de vu financier, l'expression mathématique de la variation subie par un investissement dont le taux d'intérêt a été affecté par le temps en baisse ou en hausse. La valeur actuelle nette est la valeur actualisée du projet par l'application d'un taux d'actualisation qui représente le coût du capital pour l'investisseur. Ce taux d'actualisation inclut tant le coût moyen de la dette comme le coût des fonds propres de l'investisseur. Dans ce cas en particulier, le coût du

capital pour l'Algérie est considéré être de l'ordre de 12%. Le projet est rentable si le NPV est positif.

- La rentabilité interne (IRR) du projet : le taux de rentabilité interne est le taux d'escompte pour lequel le NPV est égal à zéro (0). Le projet est rentable si l'IRR est supérieur au taux d'actualisation, dans ce cas supérieur à 12%.

Il est fondamental de bien comprendre :

- Que cette analyse économique regarde la rentabilité du projet et non celle des fonds propres. Cela signifie que le cash flow sur lequel l'évaluation est faite, et par conséquent le NPV (projet) et le IRR (projet) sont calculés sur le bénéfice net d'exploitation (revenu d'exploitation – Charges d'exploitation) et l'investissement. Cela est justifié vu que ce bénéfice net d'exploitation est effectivement utilisé pour payer le capital (la dette et les fonds propres). Aucune taxe ou/et subvention n'est tenue en compte pour obtenir le cash flow du modèle.
- Que cette analyse tient compte de « la situation avec projet » et la « situation sans projet » pour comparer son utilité. Comme il a été expliqué plus haut, cette analyse comparative se fait sous la forme de "coût évité du kWh" de la centrale à gaz. Les économies et bénéfices espérés sont les suivants :
 - Substitution du combustible et des charges d'exploitation O&M: Avec les éoliennes il y aura une diminution du volume de combustible (gaz), ainsi que des charges variables et fixes d'exploitation comme la consommation d'huile et les réparations et la maintenance des machines, vu que les heures d'exploitation seront réduites.
 - Effets externes :
 - Réduction des émissions de gaz nocifs comme le CO₂
 - Diversification des sources de production

7-6-Coût évité ajusté du kWh pour Sonelgaz-Adrar

7-6-1-Le prix du gaz

Le coût évité de la Sonelgaz est directement lié au prix du gaz dans les marchés internationaux puisque la production d'électricité à Adrar se fait en utilisant la centrale à gaz.

Dans le "annual energy outlook 2006 with projections to 2030" le département d'énergie des Etats Unis (DOE) a publié les scénarios suivants pour le prix international du gaz :

Tableau 7.1 Prix du gaz naturel (\$/MBTU)

t	Prix bas	Prix référence	Prix haut
2007	-	6.96	-
2010	6.08	6.66	6.89
2020	6.93	7.43	7.80
2030	8.70	9.25	9.62

Source : Annual energy outlook 2006 with projections to 2030 report DOE/EIA 0383
(2006petroleum products prices imported low sulfur light crude oil price

Le prix moyen à long terme de ce scénario de référence se situe à 9.25 \$/MBTU, tandis que le scénario bas est de 8.70 \$/MBTU et pour le scénario haut il est de 9.62 \$/MBTU. Historiquement, le prix a été de 6 \$/MBTU. Un changement structurel du secteur est donc prévu.

Nous avons pris comme hypothèse de base un prix du gaz à long terme de 9 \$/MBTU.

7-6-2-L'analyse

Le modèle du coût évité EDD (Excel) produit le coût de revient du kWh pour EDD à partir de la structure des prix pour le GN en Algérie. La centrale à gaz d'Adrar consomme du gaz, elle produit la totalité de l'électricité fournie à Adrar.

7-6-3-Le prix de livraison du combustible

Les frais de livraison du gaz ne seront pas considérés, vu que les canalisations de transport de combustible (gaz naturel) ont été déjà implantées et opérationnelles pour l'alimentation de la centrale à gaz et vu que le projet pilote ne va couvrir qu'une partie de la charge globale de la localité.

7-6-4-Le coût spécifique du kWh

Le coût spécifique lié à la consommation de combustible (Euros/kWh) est calculé pour la centrale à gaz d'Adrar. Le tableau suivant montre la fluctuation du coût spécifique de la centrale par rapport au prix international du gaz.

Tableau7.2 : Coût spécifique du kWh lié au combustible (Gaz)

Centrale d'Adrar

Prix du gaz	€/MBTU	3.91	5.09	6.23	7.39
coût spécifique	€/kWh	0.073	0.092	0.109	0.130

En ce qui concerne les charges variables et fixes d'exploitation (O&M) pour une centrale à gaz, nous avons estimé que leur coût unitaire associé devait être de l'ordre de 0,005 €/KWh.

Ce coût tient compte des pièces de rechange, du coût de l'huile pour l'entretien et la maintenance, du coût de la main d'œuvre pour la maintenance. Il ne considère pas les coûts associés aux assurances et aux frais administratifs (overhead) et aux coûts fixes de la main d'œuvre pour l'opération. Le coût évité du projet est alors fixé comme la somme du coût moyen de production lié au combustible et au coût de l'O&M des centrales. Le tableau suivant présente le résultat du coût évité par rapport à la fluctuation du prix international du gaz.

Tableau7.3 : Coût évité du kWh produit à Adrar

Prix du gaz €/MBTU		3.91	5.09	6.23	7.39
coût spécifique	€/kWh	0.073	0.092	0.109	0.130
Coût du O&M	€/kWh	0,005	0,005	0,005	0,005
Coût évité	€/kWh	0.078	0.097	0.113	0.135
	DA/kWh	7.2	9.0	10.8	12.6

7-6-5-Les effets externes

Deux effets externes apportent un bénéfice économique au projet éolien: d'une part la réduction des émissions de CO2 et d'autre part la diversification des sources de production. L'analyse économique tient compte de la réduction des émissions, mais l'effet de diversification n'est pas considéré. Les deux bénéfices sont traités dans cette section.

Le bénéfice environnemental des éoliennes se traduit en un coût pour la centrale à gaz. Ainsi, produire de l'électricité à partir de la centrale à gaz a un coût d'opportunité de ne pas pouvoir diminuer les émissions de CO2 dans l'atmosphère et par conséquent, de restreindre la vente des droits d'émissions de CO2 (CERs) sous le schéma du protocole de Kyoto. Nous, avons donc quantifié le bénéfice environnemental des éoliennes et l'avons ajouté au coût évité de la centrale à gaz pour obtenir un coût évité ajusté par les CERs:

7-6-6-Coût évité ajusté par les CERs

- Réduction des émissions de gaz nocifs comme le CO₂ : la substitution de la production thermique par la production éolienne réduit les émissions de CO₂ qui ont une valeur sur le marché international.
- Les trois principaux gaz (GHG) qui sont responsables de l'effet de serre dans l'atmosphère sont le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (CH₄) et l'oxyde nitrous (N₂O). Ils absorbent l'énergie du soleil réfléctée par la terre ce qui a un effet de réchauffement de la planète au-dessus du niveau préindustriel. Le mécanisme de développement propre (CDM) du protocole de Kyoto permet que des transactions de ventes de réduction d'émissions (CERS) se fassent entre un vendeur d'un pays de l'annexe B et un acheteur d'un pays non annexe B. Le vendeur est un projet qui contribue à la réduction des émissions. Cela permet qu'il y est des incitations dans les pays en voie de développement d'utiliser des technologies propres pour réduire les émissions à un moindre coût que si elles étaient mises en place dans des pays développés. Il y a en principe aussi un transfert technologique.
- Le projet éolien d'Adrar se situe par conséquent dans le cadre du mécanisme de développement propre (CDM) et pourrait vendre les CERs dans le marché international crée sous Kyoto.
- Nous avons estimé une réduction d'environ 1741 TCO₂/GWh dans l'atmosphère, du fait de la substitution de la production à gaz par la production éolienne, se traduirait en un coût d'opportunité supplémentaire d'environ 0,004 Euro/kWh pour chaque kWh produit par la centrale à gaz. Le détail est présenté dans le tableau suivant

Tableau 7.4 - Droit de réduction des émissions (CERs)
pour Adrar

Ventes des droits (CERs)	
Capacité éolienne installée	10 MW
Facteur d'utilisation	24% Environ
Heures de production	2096 Heure/année
Production	20,94 GWh
Tonnes de CO ₂ réduites	1741 TCO ₂ /GWh
Réduction d'émission	15,512 TCO ₂ /an
Ventes des CERs	15,512 TCO ₂
Prix de ventes	7,8 USD/TCO ₂
Revenu annuel	121,192 €/an
Coût de vérification	36,764 €/an
	84,428 €/an
Revenu unitaire par kWh	0,004 €/kWh

-Les frais de structuration de la transaction peuvent être de l'ordre de 222.857 au 367 058 € ;

-Ils comprennent : la préparation du PDD (projet design document) par le promoteur, la validation par le certificateur indépendant (design operational entity - DOE), l'enregistrement du projet à l'executive board des Nations Unies, les frais d'information pour la recherche d'un acheteur, les frais alternatifs pour la clôture de l'ERPA (emissions reductions purchase agreement) ou autres accord d'achats.

-Diversification des sources de production et par conséquent du risque de concentration du portefeuille de production. Dans un système isolé, comme celui d'Adrar où le coût de production du kWh dépend 100% de la fluctuation du prix international du gaz, il est raisonnable de voir le parc éolien comme un instrument de couverture permanent du risque du prix du gaz et du pétrole. En pratique, l'évaluation devrait se faire sous la forme du coût que Sonelgaz – Adrar devrait payer pour mettre en place une stratégie à long terme de couverture de risque des fluctuations du prix du gaz. Sonelgaz et ses abonnés ne devraient pas et ne pourraient pas prendre ce risque de façon illimitée. Cependant, il est essentiel de retenir que la diversification des sources de production est souhaitable et a une valeur qui n'est pas quantifiée pour ce projet mais pourrait être considérée dans l'avenir dans le cadre d'un projet éolien de taille plus importante, si la concentration de production thermoélectrique reste élevée.

7-6-7-Le coût évité ajusté

Le coût évité ajusté par les CERs est donc:

Tableau7.5 : Coût du kWh évité à Adrar ajusté par les CERs

Prix du gaz €/MBTU		3.91	5.09	6.23	7.39
coût évité	€/kWh	0.078	0.097	0.115	0.135
coût d'opportunité	€/kWh	0,004	0,004	0,004	0,004
coût évité ajusté	€/kWh	0.082	0.102	0.119	0.140
-	DA/kWh	7.6	9.4	11.2	13.0

7-6-8-Le parc éolien

La technologie éolienne choisit pour l'analyse économique comprend dix 10 aérogénérateurs VERGNET GEV HP de puissance 1000 kW chacun. La puissance du parc est donc 10 MW.

7-6-9-Le modèle éolien de cash flow (Excel) établi la rentabilité économique des éoliennes.

Le revenu du parc éolien est calculé sur la base d'un tarif estimé de vente pour l'énergie éolienne en €/kWh. Dans la pratique ce tarif correspond au "coût évité ajusté du kWh" de la centrale à gaz d'Adrar. Comme il a été vu avant, ce "coût évité ajusté du kWh" représente effectivement le tarif maximum à payer pour la production éolienne pour qu'il soit indifférent de générer la "production d'électricité sans projet" ou la "production d'électricité avec projet. Le coût évité ajusté du kWh a été calculé pour différents niveaux du prix international du gaz. Les résultats ont été présentés

dans le tableau "coût évité du kWh produit à Adrar ajusté par les CERs". Ces coûts évités sont pris comme les tarifs éoliens et sont les inputs dans le modèle éolien de cash flow. Nous partons de l'hypothèse que le tarif éolien augmente 2 % par année. Cette approche capture le fait que les dépenses d'opération et de maintenance ainsi que la consommation spécifique de combustible de la centrale d'Adrar croient en termes réels avec le temps dû à leurs usages. Ces composantes ont un poids important dans la structure des frais d'exploitation de la centrale à gaz. Pour les centrales éoliennes, les frais d'exploitation sont très faibles comme présenté ci bas.

La production annuelle espérée des éoliennes est de 20.94 GWh en considérant une disponibilité des équipements de 95%, des pertes de 2% et un niveau d'incertitude de 18,4%.

Nous avons considéré que les frais de réparation et de remplacement, et en particulier les pièces de rechanges, font parties du contrat d'ingénierie, approvisionnement et construction ("EPC") pour une période de cinq ans. À partir de la 6^e année, les frais sont de 6,2 millions de DA (66,896 €) par année et augmentent de 3% par année pour refléter un coût supérieur dû à l'usage des équipements. Les investissements pour l'installation du parc éolien sont supposés être financés par un emprunt en monnaie dure dans les termes suivants : durée du crédit 12 ans (p.ex. moins que la vie utile du parc éolien), taux d'intérêt de 8% et un apport de 30% en fonds propres. La durée de dépréciations des actifs est prise aussi sur une durée sur 20 ans.

Les coûts comprennent des imprévus physiques et des imprévus de fluctuation de prix. Le total coût par kW installé est de 1.344,1 €/kW pour le parc comprenant dix turbines. Le coût spécifique (€/kW installé) augmente rapidement lorsque moins de turbines sont installées.

7-7-Résultats de rentabilité

Une analyse économique du cas de base, donc dix turbines VERGNET (10 MW soit 10 x 1000 kW).

7-7-1-Le cas de base

Le tableau suivant présente les résultats de l'analyse économique du projet pour les hypothèses décrites en haut:

Tableau 7.6. Résultats de l'analyse économique pour le cas de base dix aérogénérateurs VERGNET GEV HP.

Paramètre	Tarif éolien	Unité	Prix du gaz Euro/MBTU	Investissement x 1000 Euro	Production kWh/année	NPV @ 12% x 1000 Euro	IRR %
Tarif éolien	0,082	€/kWh	3,91	13 410	20 963 106	-225	11,5
Tarif éolien	0,102	€/kWh	5,09	13 410	20 963 106	1665	15,6
Tarif éolien	0,119	€/kWh	6,23	13 410	20 963 106	3547	18,7
Tarif éolien	0,140	€/kWh	7,39	13 410	20 963 106	5,428	22,1

Ce projet éolien est rentable puisque le tableau montre qu'il a une rentabilité supérieure à 12% pour un tarif éolien égal ou supérieur à 0,102 Euro/kWh (9.4 DA /kWh). Pour ce dernier tarif la rentabilité est de 15.6 %. La rentabilité du projet est au dessus du coût du capital.

À ce niveau de tarif éolien, il est indifférent économiquement de fournir de l'électricité avec les éoliennes ou de faire tourner la centrale d'Adrar pour fournir la même énergie quand le prix international du gaz est de l'ordre de 5.09 €/MBTU. Puisque la rentabilité du parc est de 15.6%, il pourrait hypothétiquement offrir un tarif plus bas, tout en obtenant une rentabilité au dessus du coût du capital, c'est à dire 12%. Cela implique que le parc éolien a un tarif économiquement plus compétitif que la centrale d'Adrar lorsque le prix du gaz à long terme est de l'ordre de 5.09 €/MBTU.

Si le prix du gaz à long terme tombait à 3.91 €/MBTU et dans l'hypothèse d'un coût du capital de 12% le tarif éolien maximum qui serait économiquement justifiable de payer, 0,082 €/kWh, ne couvrirait pas le coût du capital, puisque la rentabilité du parc serait de 11.5%.

Au alentour d'un prix du gaz de 4 €/MBTU, la rentabilité du projet égale le coût du capital de 12%. Ce projet éolien est pilote et par conséquent il faut tenir compte deux aspects qui viennent renforcer son bénéfice. D'une part, ce projet pilote représente en tout état de cause un pré - investissement dans le cadre du développement futur du parc éolien d'une taille significativement plus importante. Les coûts spécifiques (p.ex. par kW installé) de ce projet pilote sont élevés (1,34 M€/MW). Il est donc raisonnable d'espérer que dans le cadre du développement futur du parc éolien plus grand ceux-ci diminueront.

Pour un tarif éolien de 0,119 €/kWh à 0.140 €/kWh, le projet atteint une rentabilité proche de 17 à 20%. C'est ce niveau de rentabilité que des investisseurs privés auraient possiblement besoin pour

développer un projet éolien. Il pourrait éventuellement être atteint puisque d'une part le coût évité ajusté ne tient pas compte des impôts et en particulier ceux sur le combustible, et d'autre part, même si les taxes douanières sont appliquées (5%) aux équipements éoliens l'analyse de sensibilités montre qu'avec augmentation de 10% du coût les rentabilités sont de l'ordre de 18% et 22%.

7-7-2-Le parc éolien analyse micro-économique

Le but de l'analyse micro-économique est d'évaluer la rentabilité financière du projet éolien pour un investisseur privé. L'analyse financière du parc éolien d'Adrar se fait essentiellement sur la même base que l'analyse économique et en utilisant le **modèle éolien de cash flow** (Excel) bien entendu en faisant les changements suivants:

Les taxes et les impôts sont considérés dans l'analyse. Les hypothèses pour les taux sont présentées sur le tableau suivant :

Tableau 7.7. : Taxes et douanes

Taxes et Douanes		
Intitulé # Taxes	%	Assiette des Taxes
Taux de taxation sur le bénéfice	31%	sur base imposable
Taxes sur la valeur ajoutée (TVA)	7%	sur vente
Taxe sur la valeur ajoutée (TVA)	17%	sur travaux et prestations
Taxe sur l'activité professionnelle (TAP)	2%	sur Chiffres d'Affaires
Taux de taxation sur importations sur équipments/matér	5%	sur coût du bien

(1) les importations paient aussi la TVA

Les taux sont appliqués sur les coûts des investissements du projet éolien (TVA et taxes douanières) et la base imposable pour obtenir le bénéfice net (IBS = 31,42%).

Pour fixer différents tarifs éoliens, nous avons déterminé le coût évité ajusté du kWh produit par la centrale d'Adrar, comme cela a été fait pour l'analyse économique, mais en incluant la taxe sur le produit pétrolier. La TVA de 7% sur la vente du gaz n'est pas tenue en compte

parce qu'en tout cas elle est récupérée par l'entreprise à travers la vente d'électricité aux abonnés.

- Le coût du projet éolien est donc :
- Une structure de dette et de fonds propre tel que: nous avons prévu dans l'analyse que les investissements sont payés avec 70% de dette et 30% de fonds propres. La dette est à 12 ans et a un taux de 8% en dollars. Un amortissement moyen des équipements se fait en 20 ans.

Tableau 7.8. Le tarif éolien proposé est égale au Coût Evité du kWh calculé à partir d'un

Paramètre	Tarif éolien	Unité	Prix du gaz Euro/MBTU	Investissement x 1000 Euro	Production kWh/année	NPV @ 12% x 1000 Euro	IRR %
Tarif éolien	0,099	€/kWh	3,91	16 181	20 963 106	-68	11,7
Tarif éolien	0,124	€/kWh	5,09	16 181	20 963 106	1225	17,6
Tarif éolien	0,149	€/kWh	6,23	16 181	20 963 106	2517	23,6
Tarif éolien	0,173	€/kWh	7,39	16 181	20 963 106	3768	29,7

Le tarif éolien proposé est égale au Coût Evité du kWh calculé à partir d'un prix Int de MBTU gaz

La rentabilité financière pour l'investisseur du projet éolien est définie en termes de la Valeur Actuelle Nette (VAN ou NPV) du flux de trésorerie ainsi que de son taux interne de rentabilité (IRR) sur les fonds propres. Le tableau ci-dessous présente les résultats de rentabilité pour différents niveaux du tarif éolien.

7-8- Résultats de l'analyse financière avec 10 éoliennes VERGNET GEV HP :

-Conclusions

Les conclusions importantes suivantes peuvent être tirées du l'analyse financière :

- Il faut un tarif éolien dans une fourchette entre 0,124 et 0,173 €/kWh pour attirer des investisseurs privés. Dans ces conditions, le promoteur privé aurait une rentabilité sur ses fonds entre 17% et 29%
- Cette fourchette permettrait que sur le plan financier les éoliennes soient concurrentielles avec la centrale d'Adrar dans un scénario du que le prix du MBTU gaz à long terme entre 4 Euro et 7 Euro.
- Finalement, il faut noter que le coût spécifique de l'investissement pour ce projet est élevé, du fait de sa nature en tant que projet pilote. Un projet de taille plus importante, ainsi que des

incitations fiscales, pourraient permettre la réduction de ce coût et par conséquent alléger la charge tarifaire.

N.B. le dernier appel d'offres qui a eu lieu le 21.01.2010 a retenu la proposition de VERGNET avec un prix unitaire de 9.62 DA/kWh (le moins disant), pour l'implantation d'un parc éolien de 10 MW à Adrar.

Conclusion générale

Dans notre étude nous avons traité un sujet d'actualité très important qui s'articule autour de la préparation de l'Algérie à l'ère après pétrole et notre but est :

-D'attirer l'attention sur la possibilité de diversification des sources énergétiques autre que les hydrocarbures.

-D'essayer d'apporter une réponse à notre problématique.

L'évaluation du potentiel éolien dans la région de ADRAR nécessite la mesure de la vitesse et la direction du vent (généralement les vitesses du vent sont mesurés a une hauteur de dix (10) mètres au dessus du sol et ce dans les stations de l'ONM "Office National de la Météorologie").

Nous avons ajusté la vitesse du vent par une loi de *Weibull*, ceci est nécessaire a l'estimation du potentiel énergétique.

Le développement de projet éolien en région éloignée comporte des risques financiers substantiels. Un certain nombre de facteurs peut facilement mettre un terme à ce projet qui semblait pourtant rentable, particulièrement dans la phase de construction et de mise en service. Les conditions météorologiques et l'accès au site sont des éléments cruciaux dans la planification et la construction de tels projets. Ces facteurs ne devraient pas être sous-estimés pendant l'évaluation du risque global associé au projet.

L'alimentation en l'électricité par l'énergie d'origine éolienne fait face a une inquiétude sur la fiabilité du système car les conditions météorologiques ne sont pas stables, de ce fait nous pouvons avoir des moments où il ya absence du vent, dans ce cas là, il est recommandé d'intégrer au réseau électrique une génératrice diesel ou turbine à gaz sous l'image d'un système hybride.

L'énergie éolienne a des avantages que nous ne pouvons pas négliger, parmi ces avantages, l'installation des éoliennes ne prend pas de grandes surfaces d'où le vent souffle jour et nuit ainsi que son faible coût alors que l'énergie solaire prend des grandes surfaces et qu'il n'y a pas du soleil la nuit et que son coût est très élevé par rapport à l'éolienne.

Notre travail s'inscrit dans le cadre de la perspective de développement durable ; il s'agit donc de préparer l'Algérie pour l'avenir en général et en particulier pour l'après pétrole. Il n'est secret pour quiconque que les énergies fossiles sont épuisables et qu'on n'aura plus de pétrole à certain temps. D'ailleurs, l'extrême rareté, voire même la fin des hydrocarbures a bon marché peuvent être envisagées plus tôt encore, du fait de la politique énergétique mondiale et la demande croissante en hydrocarbures.

Comme les recettes de l'Algérie proviennent essentiellement des exportations en hydrocarbures, il nous semble primordial de changer notre vision ainsi que nos mentalités qui doivent évoluer dans le sens de la promotion du travail productif avec l'aménagement de toutes les conditions intellectuelles, formatives, technologiques et industrielles, et pour cette finalité qu'est le développement durable de l'Algérie. Ceci commence, bien entendu, par le stade de la recherche scientifique spécialisée tout en investissant dans la formation du personnel qualifié. Par la suite cela va se traduire par la maîtrise des procédures technologiques et le développement des processus industriels pour atteindre une production énergétique propre et durable.

A l'aide du logiciel WASP l'analyse a permis de mettre en évidence et d'évaluer les pertes en énergie global produite sur une année par le futur parc éolien de Kaberten, selon les différentes configurations de parcs éoliens et maîtriser, optimiser le gain en énergie produite par une meilleure disposition des éoliennes et diminuer les pertes par effet de sillage.

Nous avons également mis au point une application informatique (Kahra Riah) avec intégration des différentes caractéristiques de fonctionnement d'une éolienne, qui sera développée d'avantage, et permettra de simuler réellement le fonctionnement d'une éolienne.

Enfin, ce travail constituera un outil pour l'évaluation du potentiel éolien sur n'importe quelle région ventée de l'Algérie et permettra d'effectuer des simulations pour l'évaluation des pertes d'énergie d'un parc éolien donné.

Ce travail constituera un outil pour l'évaluation du potentiel éolien sur n'importe quelle région ventée de l'Algérie et permettra d de simulation pour l'évaluation des pertes d'énergie d'un parc éolien donné.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] Vincent Roger (Décembre 2004) Modélisation simplifiée de source de production décentralisée pour des études de dynamique des réseaux .Application à l'intégration d'une production éolienne dans un réseau de distribution insulaire Mémoire présenté à l'université D'Artois Faculté des sciences appliquées .
- [2] Maurits van LAARHOVEN (Avril 2008) Cogénération et énergies renouvelables Section 8.
- [3] J.C.Maun (octobre 2004) Problèmes techniques posés par la production décentralisée
- [4] H.COMBLONG (Décembre 2003) Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par Les aérogénérateurs a vitesse variable Mémoire présenté à l'école nationale d'arts et métier s.
- [5] Y. Amirat1, M.E.H. Benbouzid1, H. Mangell (juin 2006) Etude Comparative de Génératrices pour Systèmes de Conversion d'Energie Eolienne 12ème Colloque National de la Recherche dans les IUT.
- [6] J.M Glachant C Hiroux L'énergie éolienne : comment insérer une production inflexible dans une chaîne désintégrée de « juste à temps » Institut Universitaire Européen (Florence) et ADIS-GRJM Université Paris- Sud 11.
- [7] A. MIRECKI (avril 2005) Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance Mémoire présenté à l'institut national polytechnique de Toulouse
- [8] B.Robyns (mai 2007) Comportement de l'éolien et perspectives Séminaire SRBE – SEE,
- [9] Contribution de l'éolien au système électrique français Eolo-tricité (29/04/2006, revu le 31/01/2007, 3 mois après la panne du 4/11/06).
- [10] N. Bentaleb, (Mai 2004) L'électrification Rurale Décentralisée Dans Le Sud Vertigo – La revue en sciences de l'environnement, Vol 5, No 1.
- [11] CREDEG LAHMEYER INTERNATIONAL Assistance technique pour l'étude de faisabilité d'une ferme éolienne Rapport final N°07 /CREDEG /2005.
- [12] Etude d'alimentation en énergie électrique du pôle de production Adrar – In Salah Fascicule 25. Direction Générale du Développement et de la Stratégie. Direction de la Planification des Systèmes Electriques et Gaziers. Sonelgaz.

[2] www.leonardo-energy.org.

[8] benoit.robyns@hei.fr

[10] bentaleb@wanadoo.fr