



UNIVERSITAS INDONESIA



UNIVERSITE DE LA ROCHELLE

**Etude sur la Faisabilité d'un Parc d'Eolienne a Kupang,
NTT en Indonésie**

TESIS

MARTOLIS

0906578371

**FAKULTAS TEKNIK
PROGRAM STUDI TEKNIK MESIN
UNIVERSITAS INDONESIA
JANUARI 2012**



UNIVERSITAS INDONESIA



UNIVERSITE DE LA ROCHELLE

**Etude sur la Faisabilité d'un Parc d'Eolienne a Kupang,
NTT en Indonésie**

TESIS

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Magister Teknik

MARTOLIS

0906578371

FAKULTAS TEKNIK

PROGRAM STUDI TEKNIK MESIN

UNIVERSITAS INDONESIA

JANUARI 2012

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

Tesis ini adalah hasil karya saya sendiri,
Dan semua sumber baik yang dikutip maupun yang dirujuk
Telah saya nyatakan dengan benar.

Nama : MARTOLIS

NPM : 0906578371

Tanda tangan :



Tanggal : 20 Januari 2012

HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh

Nama : MARTOLIS
NPM : 0906578371
Program studi : Teknik Mesin
Judul tesis : Etudie sur la Faisabilité d'un Parc d'Eolienne a
Kupang, NTT en Indonésie

Telah berhasil dipertahankan dihadapan dewan penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Magister Teknik Progran Studi Teknik Mesin, Fakultas Teknik, Universitas Indonesia.

DEWAN PENGUJI

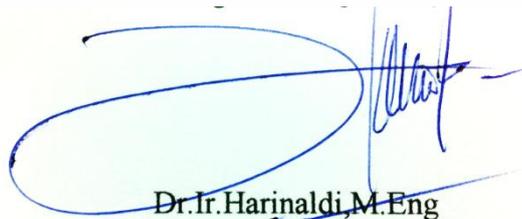
Pembimbing : Dr. Karim Limam
Penguji I : Prof. Olivier Millet
Penguji II : Prof. Patrick Salagnac
Penguji III : Dr. Emmanuel Bozonnet



Handwritten signatures of the examiners: Dr. Karim Limam, Prof. Olivier Millet, Prof. Patrick Salagnac, and Dr. Emmanuel Bozonnet.

Ditetapkan di : Depok
Tanggal : 20 Januari 2012

Mengetahui kepala departemen Teknin Mesin UI



Handwritten signature of Dr. Ir. Harinaldi, M. Eng.

Dr. Ir. Harinaldi, M. Eng

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur saya panjatkan kehadirat Allah SWT, atas segala nikmat yang diberikan-Nya sehingga saya dapat menyelesaikan tesis ini. Penulisan tesis ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk memperoleh gelar Megister Teknik program studi teknik mesin pada Fakultas Teknik Universitas Indonesia. Dan tidak lupa saya mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada :

1. Dr. Karim Limam atas bimbingannya sehingga tesis ini dapat diselesaikan dengan baik.
 2. Seluruh dewan penguji yang telah memberikan saran konstruktif dan melakukan koreksi untuk perbaikan penyusunan tesis ini
 3. Seluruh dosen pengajar di Universite de la Rochelle dan Universitas Indonesia yang telah memberikan banyak ilmu pengetahuan dalam bidang yang saya tekuni.
 4. Keluargaku yang tercinta atas segala dukungan yang diberikan kepada saya selama belajar di program magister double degree Indonesia Perancis
 5. Teman-teman DDIP-2010 atas segala kerjasama dan dukungannya
- Akhir kata, saya berharap pada Tuhan Yang Maha Esa berkenan membalas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga tesis ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Depok, 20 Januari 2012

Penulis

**HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI
TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

Sebagai civitas akademik Universitas Indonesia, Saya yang bertanda tangan dibawah ini :

Nama : Martolis
NPM : 0906578371
Program studi : Teknik Mesin
Departemen : Teknik Mesin
Jenis karya : Tesis

Demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Indonesia hak bebas royalti non eksklusif (non-exclusive royalty-free right) atas karya saya yang berjudul : *Etudie sur la Faisabilité d'un Parc d'Eolienne a Kupang NTT en Indonésie*, beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan hak bebas royalti noneklusif ini Univesitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/formatkan. Mengolah dalam bentuk pangkalan data (database), merawat dan mempublikasikan tugas akhir saya tanpa meminta izin dari saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis / pencipta dan sebagai pemilik hak cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya

Dibuat di : Depok

Pada tanggal : 20 Januari 2011

Yang menyatakan



MARTOLIS

ABSTRAK

Nama : Martolis

Program Studi : Teknik Mesin

Judul : Etudie sur la Faisabilité d'un Parc d'Eolienne a Kupang, NTT en
Indonésie

Dalam bahasan ini, penulis melakukan studi kelayakan untuk pembangkit tenaga angin di daerah Nusa Tenggara Timur secara umum dan kupang. Data-data yang diperoleh di analisa dalam suatu distribusi weibull, kemudian di hitung secara teoritis berapa besar potensi angin yang ada untuk dikonversikan menjadi energi, dan berapa luasan bilah turbin yang cocok dengan potensi angin yang dimiliki daerah tersebut.

Kata kunci :

Distribusi Weibull, Distribusi Cumulatif, modifikasi ekstrapolasi

ABSTRACT

Nama : Martolis

Program Studi : Teknik Mesin

Judul : Etudie sur la Faisabilité d'un Parc d'Eolienne a Kupang, NTT en Indonésie

In this discussion, the author conduct a feasibility study for wind power plants in East Nusa Tenggara region in general and to be specified at kupang. The data obtained and analyzed in a weibull distribution, then the theoretically calculated how much wind potential to be converted into energy, and how much area of the turbine blades that match the potential of the wind which owned the area.

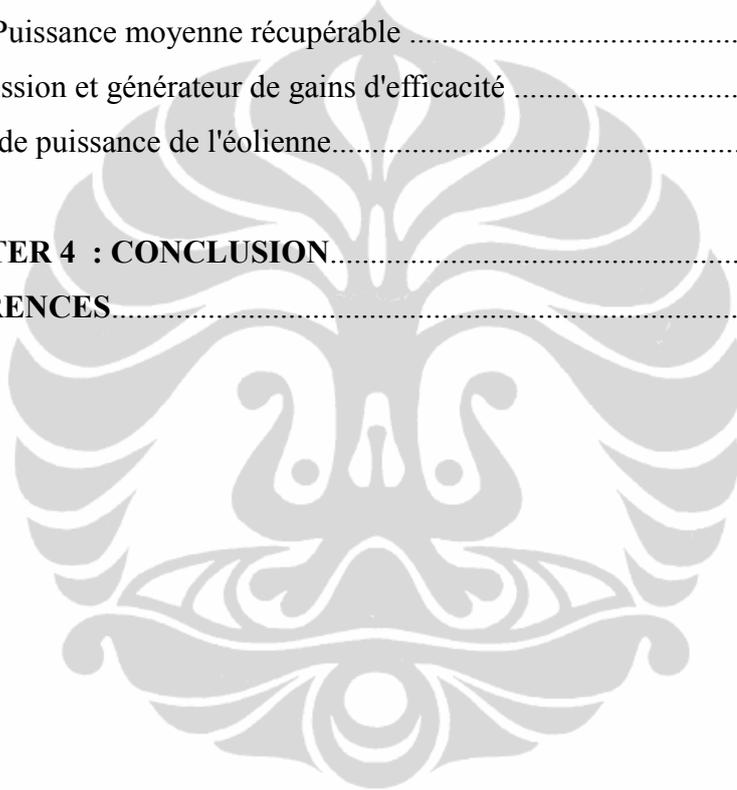
Keywords:

Weibull distribution, distribution cumulatif, modification extrapolation

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL.....	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS.....	ii
HALAMAN PENGESAHAN.....	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI.....	v
ABSTRAK.....	vi
ABSTRACT.....	vii
DAFTAR ISI.....	viii
1. CHAPTER 1 : INTRODUCTION.....	1
1.1 Contexte Problèmes.....	1
2. CHAPTER 2 : HISTOIRE ET SITUATION D'ACTUELLE.....	4
2.1 Historique de l'énergie éolienne.....	4
2.2 Situation Actuelle et Perspectives d'Avenir.....	10
2.3 Situation Actuelle en Indonésie.....	13
2.4 Regulation de Gouvernement Indonésie.....	13
2.4.1 Loi sur l'énergie.....	14
3. CHAPTER 3 : CONCEPTION ETUDIE SUR LA FAISABILITE D'UN PARC D'EOLIENNE.....	16
3.1 Notions de Base de la Conversion de l'énergie éolienne.....	16
3.1.1 Puissance d'éolienne et le Couple.....	16
3.1.2 Théorie dynamique axiale.....	18
3.1.3 La théorie de l'élément de pale.....	22
3.1.4 Conception du Rotor.....	24
3.1.5 L'efficacité du rotor.....	27
4. CHAPTER 4 : APPLICATION D'EOLIENNE EN INDONESIE.....	29
4.1 Variation de la densité de l'air avec le température, la pression et de l'altitude.....	29

4.2	Donnée Météorologique En Indonésie,	31
4.3	Caractéristiques du système de conversion d'énergie éolienne.....	33
4.3.1	La fonction de distribution de Weibull.....	33
4.3.2	Caractéristique vitesse – altitude.....	33
4.3.3	Model modifié d'extrapolation de Justus et Mikhaiel.....	33
4.3.4	facteur c.....	35
4.3.5	Correction à l'altitude.....	36
4.4	Disponibles dans les spectres de l'énergie éolienne.....	39
4.4.1	Puissance moyenne récupérable	40
4.5	Transmission et générateur de gains d'efficacité	42
4.6	Courbe de puissance de l'éolienne.....	43
5.	CHAPTER 4 : CONCLUSION	45
6.	REFERENCES	46



CHAPTER 1 INTRODUCTION

Ce rapport a été divisé en quatre parties, première se peuche sur des questions énergétiques d'actualité. La partie 3 et 4 concerne la Faisabilité de l'installation des éoliennes en Indonésie.

L'utilisation de l'énergie éolienne peut réduire la dépendance sur les combustibles fossiles, s'attend également à améliorer l'efficacité et l'efficience des systèmes agricoles. ce qui augmentera la productivité de la communauté agricole.

Ressources éoliennes en Indonésie peuvent être assez importante, il y a en effet certaines zones qui ont un potentiel pour des applications d'éoliennes, par exemple : régionale de Bali, Nusa Tenggara Timur, Selayar et d'autres zones adjacentes à la plage. Vitesse moyenne du vent propriété, Varie de 4 m/s à 10 m/s

1.1 Contexte Problèmes

Les besoins énergétiques en Indonésie en particulier dans le monde dans son ensemble, continuent à augmenter en raison de l'accroissement démographique, croissance économique et la structure de la consommation d'énergie elle-même qui augmente constamment. Pendant ce temps, l'énergie fossile a été une source d'énergie majeure, comme le montre la figure 1.1-disponibilité est très limitée et continuent de subir l'épuisement (épuisement: amincissement). Les processus naturels nécessite un temps très long pour être capable de se réapprovisionnement de cette énergie fossile

Selon le National Energie Management délivré par le ministère et les ressources minérales (ESDM) en 2005, les réserves de pétrole en Indonésie en 2004 devrait se dérouler dans un délai de 18 ans.

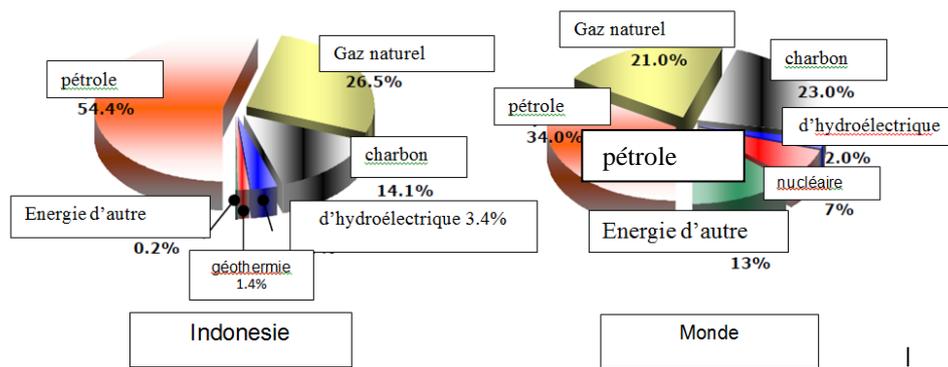


Fig 1.1 Energie en Indonesie et le monde

Le ratio de réserves / production de l'année. Bien que le gaz prévu soit épuisée dans 61 ans et du charbon 147 ans, comme indiqué dans le tableau 1.1

Tabel 1.1 Réserves d'énergie fossile .

Energie Fossil	Indonesia	Monde
Feul	18 Ans	40 Ans
Gaz	61 Ans	60 Ans
Charbon	147 Ans	200 Ans

Source :ESDM 2005, EWC 2004

Le rapport entre les réserves et la production d'énergie fossile dans le monde est également indiqué dans le tableau en tant que matériau de référence. Les estimations de ce ratio sont calculés sur la base des modes de consommation de la population et de l'énergie à l'époque. Lorsque l'on considère le taux de croissance exponentielle de la population et la consommation d'énergie a augmenté, bien sûr, cette période peut s'attendre à être beaucoup plus rapide encore. Les efforts de recherche pour les énergies alternatives autres que fossiles encouragent les chercheurs dans divers pays à rechercher d'autres énergies que nous connaissons aujourd'hui en termes d'énergie renouvelables. L'énergie renouvelable peut être définie comme l'énergie qui peut être reproduite rapidement par des processus naturels. Les énergies renouvelables: énergie hydraulique, géothermique, solaire, éolienne, biogaz, biomasse et vagues de l'océan. Certains des avantages des énergies renouvelables, entre autres: Sa source est relativement facile à obtenir,

peut être obtenu gratuitement; un minimum de déchets, n'affecte pas les températures mondiales, et n'est pas affectée par la hausse des prix du carburant (Jarass, 1980)

L'examen de la conservation de l'énergie et de l'environnement nous obligent à prendre immédiatement des avantages des énergies renouvelables, qui sont facilement disponibles et plus respectueux de l'environnement que les énergies fossiles. Mais, comme nous le savons tous, en particulier en Indonésie, en exploitant le potentiel des énergies renouvelables comme l'eau, vent, biomasse, géothermique, solaire et de l'océan, jusqu'à présent toujours pas optimal (voir tableau 1.2).

Tableu 1.2 Potential Energie Renouvelable En Indonésie 2004

Energie	Source	Egal/autant	Capacite Installe
L'eau	845 x 106 BOE	75.7 GW	4200.0 MW
Geothermal	219 x 106 BOE	27.0 GW	800.0 MW
Mikrohydro	458 MW	458.0 MW	84.0 MW
Biomass	49.81 GW	49.8 GW	302.4 MW
Soleil	4.8 kWh/m ² /hari		8.0 MW
d'Eolienne	9.29 GW	9.3 GW	0.5 MW

CHAPTER 2

HISTOIRE ET SITUATION D'ACTUELLE

2.1 Historique de l'énergie éolienne

Les efforts de l'homme pour exploiter le vent pour la date de l'énergie de l'époque antique, quand il a utilisé les voiles pour propulser les navires et bateaux. Plus tard, l'énergie éolienne a servi l'humanité pour monde des gains et pomper de l'eau et puis, la technologie a connu différentes phases de développement.

Il y a désaccord sur l'origine de la notion de vent à l'aide des mécaniques pouvoir. Certains pensent que le concept trouve son origine dans l'ancienne Babylone. L'empereur babylonien Hammourabi prévu d'utiliser l'énergie éolienne pour son projet d'irrigation ambitieux au cours du XVIIe siècle en Colombie-Britannique [21]. D'autres soutiennent que le lieu de naissance de moulins à vent, c'est l'Inde. En Arthasastra, un ouvrage classique en sanskrit écrit par Kautiliyaduring 4ème siècle avant JC, les références sont vus sur la levée de l'eau avec des artifices exploités par le vent [22].

La première conception de moulin à vent remonte documenté à 200 avant JC. Les Perses ont utilisé des moulins à vent pour moudre des céréales au cours de cette période. Ces machines étaient verticales d'axe voiles fabriquées avec des bottes de roseaux ou de bois. La meule était attaché à l'arbre vertical. Les voiles étaient attachés à la centrale



Fig 2.1 Un ancien moulin à vent dans les îles britanniques

(Author: Michael Reeve, source: Wikipedia, <http://wikipedia.org>. GNU Free Documentation License applies to this image)

arbre à l'aide traverses horizontales. La taille des voiles a été décidé par les matériaux utilisés pour sa fabrication, généralement de 5 m de long et 9 m de hauteur. Au 13^{ème} siècle, les usines de broyage des graines étaient populaire dans la plupart de l'Europe. Le français a adopté cette technologie en 1105 et l'anglais en 1191 . En contraste avec l'axe vertical de conception Persique, les usines européennes avaient axe horizontal. Ces usines de post ont été construits avec de belles structures. La tour était circulaire ou polygonale en coupe transversale et construits en bois ou en brique. Le rotor a été aligne au vent et en ajustant la queue. Le moulin a été protégé contre les vents violents en tournant le rotor hors du vent ou de retirer la toile recouvrant le rotor. Les Hollandais, avec le célèbre designer Jan Adriaenszoon, étaient les pionniers dans la prise de ces usines. Ils ont fait de nombreuses améliorations dans la conception et inventé plusieurs types de moulins. Des exemples sont les moulins tjasker et blouse. Les rotors ont été faites avec un profil aérodynamique brut d'améliorer l'efficacité. En dehors de moudre le

grain, les moulins à vent ont été utilisés pour drainer les terres marécageuses en Hollande. Ces moulins à vent atteint l'Amérique d'ici la mi-1700, par les colons hollandais.



Fig 2.2 «parc éolien» Un ancien espagnol

Il est suivi par le pompage de l'eau moulin à vent, qui est toujours considéré comme l'une des applications les plus réussies de l'énergie éolienne. Le soi-disant américaine turbine éolienne multi lames apparue dans l'histoire de l'énergie éolienne d'ici la mi-1800. Rotors relativement plus faibles, allant de un à plusieurs mètres de diamètre, ont été utilisés pour cette application. Le motif principal était de pompe à eau de quelques mètres sous la surface à des fins agricoles. Ces pompage d'eau, avec ses lames métalliques et une meilleure conception d'ingénierie, offert bonne performance opérationnelle. Plus de six millions de ces unités ont été installées aux États-Unis seulement, entre 1850 et 1930

L'ère des éoliennes électriques ont commencé près de 1900. La première éolienne moderne, spécialement conçu pour la production d'électricité, a été construit au Danemark en 1890. Il fournit de l'électricité aux zones rurales. Durant la même période, un générateur électrique éolien de grande avoir «palissade» 17 m du rotor a été construit à Cleveland, Ohio. Pour la première fois, une boîte de vitesse

jusqu'à engin a été introduite dans la conception. Ce système a fonctionné pendant 20 années de production de sa puissance nominale de 12 Kw

Des méthodes plus systématiques ont été adoptées pour la conception technique des turbines pendant cette période. Les rotors à faible solidité et lames aérodynamique, ces systèmes pourraient donner un rendement sur le terrain impressionnant. En 1910, plusieurs centaines de ces machines étaient l'alimentation électrique dans les villages au Danemark. Vers 1925, le vent des générateurs électriques ont été commercialisés sur le marché américain. De même, deux et trois turbines hélice tripale allant de 0,2 à 3 kW de capacité sont disponibles pour charger les batteries.

Turbines à plus grande capacité ont également été développés au cours de cette période. Le premier système d'utilité échelle a été installé en Russie en 1931. Une turbine de 100 kW a été installée sur le bord de la mer Caspienne, qui a travaillé pendant deux ans et a généré environ 20.000 kW d'électricité. Centrales éoliennes expérimentales ont été construites par la suite dans d'autres pays comme les États-Unis, le Danemark, la France, l'Allemagne et la Grande-Bretagne. Un développement important dans les systèmes à grande échelle a été la turbine 1250 kW fabriqué par Palmer C. Putman. La turbine a été mise à profit en 1941, à la poignée du grand-père, près de Rutland, Vermont [18]. Ses 53 m rotor est monté sur une tour de 34 m de hauteur. Cette machine peut atteindre une vitesse constante du rotor en changeant la hauteur de la lame. La machine fonctionne à 1100 heures au cours des cinq prochaines années, c'est à dire, jusqu'à ce que les lames échoué en 1945. Le projet est considéré comme un secouez pour dynamiser car il pourrait démontrer la faisabilité technique de la production éolienne-électrique à grande échelle.

Certains modèles intéressants de l'éolienne ont été expérimentés au cours de cette période. Darrieus GJM, un ingénieur français, putforth la conception de la turbine Darrieus en 1920, qui a été breveté en-Unis États-en 1931 [19]. En contraste avec les rotors populaires axe horizontal, turbines Darrieus avait étroites lames incurvées en rotation autour de son axe vertical. Durant la même période, Jules D. Madaras inventé une turbine de travail sur l'effet Magnus. L'effet Magnus est essentiellement dérivée de la force sur un cylindre en rotation placé dans un

courant d'air. Un autre développement significatif à cette époque, le rotor Savonius en Finlande, inventé par SJ Savonius. Ce rotor a été faite avec deux moitiés d'une scission cylindres disposés radialement et longitudinalement sur un axe vertical.

La section transversale du rotor ressemblait à «S» la lettre [20]. Le rotor est entraîné par la différence de forces de traînée agissant en son concave et convexe moitiés, face au vent. Une recherche intensive sur le comportement des éoliennes s'est produite au cours des années 1950. Le concept de haute vitesse de turbines solidité pointe ratio faible obtenue introduites au cours de cette période. Par exemple, légers rotors à vitesse constante ont été développés en Allemagne en 1968. Ils avaient des lames en fibre de verre attachés à de simples tours creuses par des haubans. La plus grande de cette race a été de 15 m de diamètre avec une puissance nominale de 100 kW .

Dans les dernières années, l'électricité moins chère et plus fiable, généré à partir de combustibles fossiles à base de plantes sont devenues disponibles. Lorsque l'électricité produite par le vent chiffré de 12 à 30 cents / kWh en 1940, de même généré à partir d'autres sources étaient disponibles au 3 à 6 cents / kWh [23]. Coût de l'électricité à partir de combustibles fossiles a encore baissé en dessous de 3 cents / kWh en 1970. Les combustibles fossiles ont été disponibles dans l'abondance à un rythme relativement moins cher à ce moment-là. Plusieurs projets de centrales nucléaires ont également été entrepris, croyant que ce serait la source ultime pour les besoins futurs en énergie. Ainsi, l'intérêt pour l'énergie éolienne a baissé progressivement, notamment en 1970

La crise pétrolière de 1973, cependant, forcé les scientifiques, ingénieurs et décideurs d'avoir une réflexion sur la dépendance des combustibles fossiles. Ils ont réalisé que politique manipulations non conformes peuvent limiter la disponibilité et augmenter le coût des combustibles fossiles. En outre, on s'est rendu compte que la réserve de combustibles fossiles sera épuisé un jour ou l'autre.

L'énergie nucléaire est inacceptable pour beaucoup, pour des raisons de sécurité. Ces facteurs ont entraîné le regain d'intérêt dans l'énergie éolienne. La recherche sur l'analyse des ressources, le développement du matériel et des techniques de

réduction des coûts ont été intensifiées. Etats-Unis a chargé son National Aeronautics and Space Administration (NASA) avec le développement de les grandes éoliennes. En conséquence, une série de turbines à axe horizontal appelé MOD-0, MOD-1, MOD-2 et MOD-5 ont été développés [16]. Ces projets ont été arrêtés à la mi-1980 pour des raisons diverses. Durant la même période, les scientifiques des Laboratoires Sandia ont concentrées leurs recherches sur la conception et le développement de la turbine Darrieus [17]. Ils fabriquèrent plusieurs modèles de la machine Darrieus dans différentes tailles au cours des années 1980.



Fig 2.3 La turbine éolienne MOD OA

(Courtesy of Hawaiian Electric Company, Inc., <http://heco.com>)

Recherche et développement sur l'énergie éolienne sont vu s'intensifier dans le plus tard years. A quelques concepts novateurs comme la turbine vortex, diffuseur de conception renforcées, etc Musgrove rotor ont également été proposées durant cette période. Des prototypes de ces turbines ont été construites et testées.

Toutefois, seul le design horizontal hélice axe pourrait voir le jour avec succès à une échelle commerciale.

2.2 Situation Actuelle et Perspectives d'Avenir

En raison de notre engagement à réduire les émissions de GES et de fournir l'énergie suffisante pour le monde en développement, des efforts sont déployés afin de compléter notre base d'énergie de sources renouvelables. Plusieurs pays ont déjà formulé des cadres de politique pour s'assurer que les énergies renouvelables jouent un rôle impressionnant dans le scénario énergétique future. Par exemple, l'Union européenne des objectifs à atteindre 22 pour cent de leur



Fig 2.4 Un parc éolien

(Hamish Hill/Courtesy of Renewable Energy Systems Ltd., www.resltd.com)

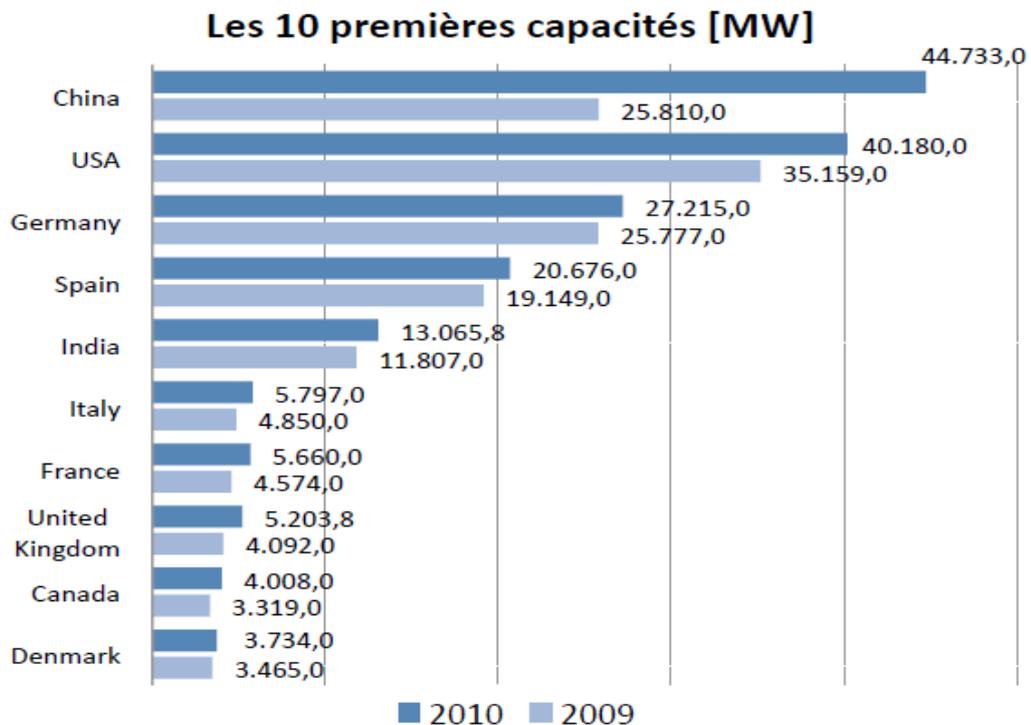
la demande d'énergies renouvelables d'ici 2010. Le vent, qui est la source viable commercialement et économiquement compétitive renouvelables, va être l'acteur majeur à atteindre cet objectif.

Le vent est le plus rapide du monde de source d'énergie de plus en plus aujourd'hui et il a été de conservé de façon consécutive pour les cinq dernières années. La capacité éolienne mondiale d'électricité a augmenté par un facteur de 4,2 au cours des cinq dernières années. La capacité totale installée mondiale est 39434 MW en 2004. La capacité installée dans les différentes régions est indiquée sur la figure 2.4. Plus de 73 pour cent des installations dans le monde sont en Europe. L'Allemagne est le leader européen, suivie par l'Espagne et le Danemark.

Les cinq pays, leader dans la production d'énergie éolienne sont énumérées dans le tableau 2.1

Avec la poussée croissante sur les énergies renouvelables et la réduction des coûts de l'électricité éolienne, la croissance de l'énergie éolienne se poursuivra dans les années à venir. Selon Européen Wind Energie Association (EWEA), le vent avec ses attendus 230.000 MW d'installation, peut fournir 12 pour cent de la demande énergétique mondiale d'ici 2010 [1]. Cela indique une valeur de marché d'environ 25 milliards d'euros. La puissance installée pourrait atteindre un niveau de 1,2 million de MW d'ici 2020

Tableau 2.1 Les leaders mondiaux dans la production d'énergie éolienne



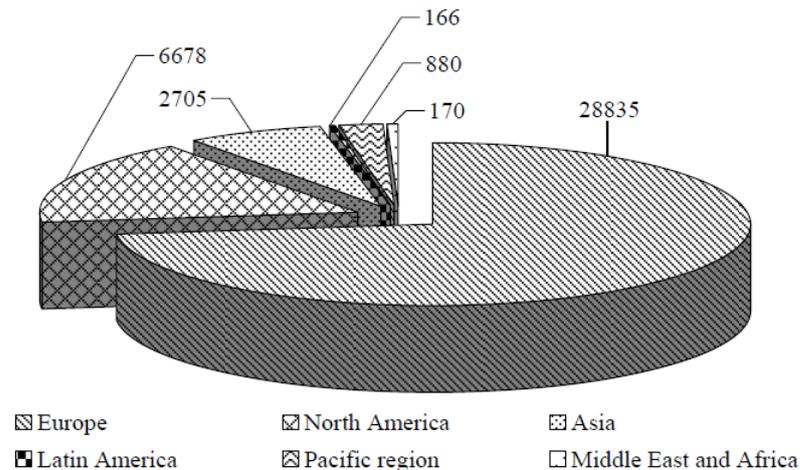


Fig. 2.4 Installed Wind energy capacity (MW) in different regions [13]

En phase avec la croissance de l'industrie, la technologie de l'énergie éolienne est en train de changer. Un changement apparent est l'évolution vers des installations offshore. Plusieurs projets ambitieux offshore sont dans le pipeline. Par exemple, 20 projets offshore sont prévus pour être installés au Royaume-Uni d'ici à 2006, avec une capacité totale de 1400 MW [13]. En Allemagne, environ 30 projets offshore valeur de 60.000 MW sont à divers stades de transformation. Aux États-Unis également, les activités offshore s'intensifient.

Une autre tendance dans l'industrie est d'opter pour des machines plus grosses. En plus des turbines sont moins chers sur une base kW unité, l'industrie est de plus en plus de MW à l'échelle multi-MW. Le 2 MW + secteur est en pleine expansion. Plusieurs fabricants comme l'AGRE Power Systèmes sont à venir avec des turbines de 5 MW même. Le modèle REPower est équipé d'un énorme 125 m rotor à chaque pale pesant environ 19 tonnes [25]. Des efforts sont également à réduire la masse de charge totale (THM), qui est la masse totale de la nacelle et le rotor. Réduction des THM a un impact positif sur la dynamique du système. Par la conception technique intelligente, NEG Micon pourrait restreindre la THM de leur modèle de 4,2 MW à 214 tonnes, qui est un exploit remarquable. Grâce au soutien actif du réseau et une meilleure efficacité, l'option de vitesse variable avec un générateur asynchrone à double alimentation se fait une place plus importante dans l'industrie. Un autre concept novateur qui peuvent s'avérer efficaces à l'avenir est des machines à entraînement direct.

2.3 Situation Actuelle en Indonaise

En général, l'utilisation de l'énergie éolienne en Indonésie est reçu moins d'attention, Jusqu'en 2004, la capacité installée d'énergie éolienne d'utilisation a atteint seulement 0,5 MW de potentiel 9.29 GW (DESDM, 2005). Bien que la capacité de production d'énergie éolienne dans le monde a connu une croissance rapide, avec un taux de croissance cumulée allant jusqu'à 2004 a dépassé de 20 pour cent par an. De la capacité installée de 5 GW en 1995 à près de 48 GW d'ici la fin de l'année 2004, 74.400 éoliennes sont dispersés dans environ 60 pays (BTM Consults ApS, 2005).

Voyant la situation, les auteurs sont conscients qu'il est important d'étudier le potentiel éolien en Indonésie, essayer de fournir des solutions pour l'utilisation de l'éolien en Indonésie, Dans la suite de l'auteur essaie de discuter de l'étude de faisabilité sur le potentiel éolien en Indonésie, dans la région qui ont un potentiel assez important dans des domaines tels que Kupang et Nusa Tenggara Timur régionale. qui, à ce moment présent il y a des projets de coopération des Pays-Bas et l'Indonésie pour le développement des éoliennes, (Website Kupang)

2.4 Regulation de Gouvernement Indonesie

Plusieurs éminents règlements connexes et les règles soutenir le développement de l'énergie éolienne

1. Règlement présidentiel no 5 Année 2006 sur la politique national de l'énergie
2. L'énergie et des ressources minérales du décret n ° K/16/MEM/2004 0983 de 2004 sur la politique national de l'énergie
3. L'énergie et des ressources minérales du décret n ° 0002 de 2004 sur la politique énergétique et de conservation de l'énergie renouvelable (politique de l'énergie verte)
4. PP. 3 de 2005 sur l'approvisionnement en énergie électrique
5. Régulation de Ministre ESDM. 002 de 2006 sur Power Génération concession d'énergie renouvelable à moyenne échelle
6. L'énergie et des ressources minérales du décret ESDM no 1122K/30/MEM/2002 année 2002 sur les lignes directrices pour les commerciaux répartis Power Plant à petite échelle

2.4.1 Loi sur l'énergie

PP.No 3 / 2005

1. Représente l'amendement du règlement du Gouvernement no. 10 années 1989, concernant la fourniture et l'utilisation de l'électricité.
2. Relation de développement des énergies renouvelables: Prioriser l'utilisation des énergies renouvelables pour la production d'électricité

Fondamentalement contenir :

Fourniture et l'utilisation des énergies nouvelles et renouvelables doit être augmentée par le gouvernement local du gouvernement et conformément à son autorité Gouvernementaux et des Gouvernements locaux doit fournir des installations et / ou des incitations pour une certaine période pour atteindre son économiques

Cible

- installée de SKEA pour production d'électricité d'une capacité totale d'environ 250 MW en 2025
- L'utilisation croissante de SKEA pour le bien des activités productives, comme pour le pompage de l'eau potable et l'irrigation agricole.
- Disponibilité de produits commerciaux SKEA pour les petites et moyennes capacités avec un contenu local à 90% en 2025.
- La baisse des prix de l'énergie, c'est à dire en dessous de 4,5 cent US \$ / kWh en 2025

Stratégie

- Développer l'énergie éolienne pour l'éclairage, les activités de production et de pompage de l'eau (irrigation et l'approvisionnement en eau)
- La priorité au développement technologique simple SKEA, à savoir pour les petits (10 kW) et de taille moyenne (50-100 kW).
- Développer une technologie à grande échelle jusqu'à 300 kW de puissance
- Pour encourager la participation du monde des affaires dans le domaine du développement de la SKEA.
- Pour encourager les fabricants à produire des petites et moyennes SKEA échelle des possibilités en vrac et à l'exportation

Programme (1)

- ✓ Développer l'énergie éolienne Carte de l'Indonésie est un système complet et fiable.
- ✓ Améliorer la capacité de la conception de SKEA à petite échelle en maximisant le produit dans le pays, pour le prix de l'énergie produite en plus concurrentiel.
- ✓ Accroître l'utilisation de la SKEA de taille moyenne sont interconnectés au réseau.
- ✓ Accroître l'utilisation de l'énergie éolienne pour le pompage de l'eau, en particulier pour l'irrigation agricole

Programme (2)

- ✓ Développer SKEA technologie hybride avec d'autres sources d'énergie renouvelables ou avec PLTD. Mener la formation et de socialisation SKEA technologie aux zones qui ont un potentiel d'énergie éolienne qui peut être développé.
- ✓ L'augmentation de la production locale de SKEA de masse des petites et moyennes entreprises
- ✓ Effectuer la coopération avec les pays étrangers à la construction de SKEA à grande échelle.

Tableau 2.2 Éolienne a installé

Année	Lieu	Capacité de l'installation, KW
2005	1 unité a Nusa Penida, Bali 5 unités a Sumenep, Madura, Jawa Timur.	80
2006	1 unité a Nusa Penida, Bali et 1 unité a Sangihe, Sulawesi du Nord.	80
2007	4 unités a Nusa Penida, Bali et 2 unités a Sangihe, Sulawesi du Nord	80

CHAPTER 3 CONCEPTION ETUDIE SUR LA FAISABILITE D'UN PARC D'EOLIENNE

3.1 Notions de Base de la Conversion de l'énergie éolienne

Disponible dans l'énergie éolienne est essentiellement l'énergie cinétique des masses d'air se déplaçant sur la surface de la terre. Les pales de la turbine éolienne vont recevoir cette énergie cinétique, qui est ensuite transformé en formes mécaniques ou électriques, selon notre utilisation finale. L'efficacité de la conversion du vent à d'autres formes d'énergie utile dépend fortement de l'efficacité avec laquelle le rotor interagit avec le vent. Dans ce chapitre, nous allons en discuter les principes fondamentaux impliqués dans ce vent processus de conversion d'énergie.[10]

3.1.1 Puissance d'éolienne et le Couple [11]

Quand le vent courant passe au travers d'une turbine, une partie de son énergie cinétique est transférée au rotor et l'air sortant de la turbine effectue le reste. La puissance réelle produite par un rotor serait donc décidée par l'efficacité avec laquelle ce transfert d'énergie à partir du vent le rotor a lieu.

Cette efficacité est généralement appelé le coefficient de puissance (C_p). Ainsi, le coefficient de puissance du rotor peut être défini comme le rapport de la puissance réel développée par le rotor et de la puissance théorique disponible dans le vent. Par conséquent,

$$C_p = \frac{2 P_T}{\rho_a A_T v^3} \quad 3.1$$

où P_T est la puissance développée par la turbine. Le coefficient de puissance d'une turbine dépend de nombreux facteurs tels que le profil des pales du rotor, l'agencement des Pales. Un concepteur doit régler ces paramètres à leur niveau optimal de manière à atteindre un C_p maximale pour un large éventail de vitesses de vent La force de poussée connu par le rotor (F) peut être exprimée comme

$$F = \frac{1}{2} \rho_a A_T v^2 \quad 3.2$$

et Alors on va écrit :

$$T = \frac{1}{2} \rho_a A_T v^2 R \quad 3.3$$

où R est le rayon du rotor. C'est le couple maximum théorique et en pratique l'arbre du rotor peut développer que seulement une fraction de cette limite maximale. Le rapport entre le couple réel développé par le rotor et le couple théorique est nommé comme le coefficient de couple (CT). Ainsi, le coefficient de couple est donné par

$$CT = \frac{2T_T}{\rho_a A_T v^2 R} \quad 3.4$$

où T_T est le couple réel développé par le rotor

La puissance développée par un rotor à une certaine vitesse du vent dépend fortement de la vitesse relative entre la pointe du rotor et le vent. Par exemple, considérons une situation dans laquelle le rotor tourne à une vitesse très faible et le vent se rapproche le rotor à une vitesse très élevée. Sous cette condition, car les lames sont en mouvement lente, une partie du flux d'air s'approche du rotor peut passer à travers sans interagir avec les pales et donc sans transfert d'énergie. De même, si le rotor est en rotation rapide et la vitesse du vent est faible, le courant d'air peut être dévié de la turbine et l'énergie peuvent être perdues en raison de la turbulence et de formation de tourbillons. Dans les deux cas ci-dessus, l'interaction entre le rotor et le vent flux n'est pas efficace et, partant, se traduirait par la puissance faible coefficient. Le rapport entre la vitesse de la pointe du rotor et la vitesse du vent est appelé comme le rapport entre vitesse de pointe (λ). Ainsi,

$$\lambda = \frac{R\Omega}{v} = \frac{2\pi NR}{v} \quad 3.5$$

où Ω est la vitesse angulaire et N est la vitesse de rotation du rotor. le coefficient de puissance et le coefficient de couple d'un rotor varient avec le rapport de vitesse de pointe. Il y a une valeur λ optimale pour un rotor donné au cours de laquelle le transfert d'énergie est plus efficace et donc le coefficient de puissance est le maximum (max CP). Maintenant, considérons la relation entre le coefficient de puissance et la pointe rapport de vitesse.

$$CP = \frac{2P_T}{\rho_a A_T v^3} = \frac{2 T_T \Omega}{\rho_a A_T v^3} \quad 3.6$$

En divisant l'équation. (3.6) par l'équation. (3.4) nous obtenons

$$\frac{C_p}{C_T} = \frac{R\Omega}{V} = \lambda \quad 3.7$$

Ainsi, le ratio vitesse de pointe est donnée par le rapport entre le coefficient de puissance et coefficient de couple du rotor.

3.1.2 Théorie dynamique axiale [11]

L'analyse conventionnelle des HAWT provient de la notion dynamique axiale introduit par Rankine, qui a été encore améliorée par Froude pour les hélices marines. Conditions d'écoulement Idéal sont considérés pour cette analyse. L'écoulement est supposé être incompressible et homogène. Le rotor est considéré comme constitué de nombre infini de lames. Pressions statiques loin devant et derrière le rotor sont considérée comme égale à la pression atmosphérique. Traînée de frottement sur les pales et sillage du rotor sont négligées.

Envisager une éolienne avec un rotor de la zone A_T , placé dans un courant d'air que Fig 3.1 Soit A et A' les domaines de l'1-1 sections, et 2-2 et V et V' sont les vitesses de vent respectives à des sections :

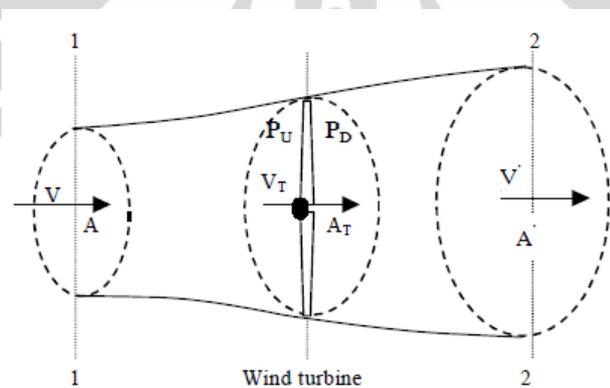


Figure 3.1 Le modèle de flux axial tube

V_T est la vitesse à la turbine. Conformément à la loi de conservation de masse, la masse d'air s'écoulant à travers le tube est égal. Ainsi:

$$\rho_a AV = \rho_a A_T V_T = \rho_a A' V' \quad 3.8$$

La force de poussée connu par le rotor est due à la différence de quantité de mouvement le vent entrant et sortant, qui est donnée par

$$F = \rho_a AV^2 - \rho_a A' V'^2 \quad 3.9$$

Ce comme $A V = A' V' = A_T V_T$ de equation (3.8), la poussée peut être exprimée comme

$$F = \rho_a A_T V_T (V - V') \quad 3.10$$

La poussée peut également être représentée comme la différence de pression en amont et vers le bas côtés flux du rotor. Permettez- p_U et p_D être la pression à l'amont et vers le bas côté flux du rotor, . D'où:

$$F = (P_U - P_D) A_T \quad 3.11$$

Appliquant l'équation de Bernoulli au niveau des sections et compte tenu de l'hypothèse que les pressions statiques aux sections 1-1 et 2-2 sont égaux à l'atmosphère la pression p , nous obtenons.

$$P + \frac{\rho_a V^2}{2} = P_U + \frac{\rho_a V_T^2}{2} \quad 3.12$$

et

$$P + \frac{\rho_a V'^2}{2} = P_D + \frac{\rho_a V_T^2}{2} \quad 3.13$$

De Equation (3.12) et (3.13),

$$P_U - P_D = \frac{\rho_a (V^2 - V'^2)}{2} \quad 3.14$$

En substituant l'expression ci-dessus pour $(P_U - P_D)$ dans l'équation. (3.11),

$$F = \frac{\rho_a A_T (V^2 - V'^2)}{2} \quad 3.15$$

Comparaison Eq. (2.10) et (2.15) nous obtenons.

$$V_T = \frac{(V - V')}{2} \quad 3.16$$

Ainsi, la vitesse du courant de vent à la section du rotor est la moyenne des vitesses à ses côtés en amont et en aval. ce stade, nous introduisons un paramètre, appelé comme le facteur d'induction axial dans notre analyse. Le facteur d'induction axial a indique le degré avec lequel le vent vitesse à l'amont du rotor est ralenti par la turbine. Ainsi,

$$a = \frac{(V - V_T)}{V} \quad 3.17$$

De Equation (3.16) et (3.17)

$$V_T = V(1 - a) \quad 3.18$$

et

$$V' = V(1 - 2a) \quad 3.19$$

Comme nous l'avons vu précédemment, la puissance fournie à la turbine éolienne est due à la transfert d'énergie cinétique de l'air pour le rotor. Le débit massique à travers le rotor sur une unité de temps est

$$m = \rho A_T V_T \quad 3.20$$

Ainsi la puissance développée par la turbine en raison de ce transfert d'énergie cinétique est

$$P_T = \frac{1}{2} \rho_a A_T V_T (V^2 - V'^2) \quad 3.21$$

La substitution de V_T et V' chez les équations. (3.18) et (3.19), nous obtenons.

$$P_T = \frac{1}{2} \rho_a A_T V^3 4a(1-a)^2 \quad 3.22$$

En comparant l'équation. (3.22) avec l'expression de coefficient de puissance dans l'équation. (3.1), nous peut voir que

$$C_p = 4a(1-a)^2 \quad 3.23$$

Pour C_p être maximale

$$\frac{dC_p}{da} = 0 \quad 3.24$$

Ainsi différencier Eq. (3.23), l'assimilant à zéro et en résolvant, on obtient $a = 1/3$. En substituant dans l'équation (3.23), la puissance maximale théorique d'un coefficient éolienne à axe horizontal est $16/27$ et la puissance maximale produite est.

$$P_{T \text{ MAX}} = \frac{1}{2} \rho_a A_T V^3 \frac{16}{27} \quad 3.25$$

Ce limite pour le coefficient de puissance est connue comme la limite de Betz. Il convient de noter que, plusieurs hypothèses sont impliqués dans cette analyse. Certains de ces peut être discutable si l'on considère les conditions d'écoulement réel autour d'un éoliennes. Par exemple, le rotor pratique a un nombre fini de pales et la traînée aérodynamique et les pertes pointe ne peut être négligé. En outre, le flux de l'avant et derrière le rotor n'est pas complètement axiale ce que laisse supposer la condition idéale. Lorsque le fluide applique un couple sur le rotor, comme une réaction, suite de rotation est généré derrière le rotor comme le montre la Fig. 3.2. Cela entraînera la perte d'énergie et de réduire la puissance de crête coefficient. Compte tenu de la tangentielle derrière le rotor,

nous introduisons un autre facteur nommé comme le facteur d'induction tangentielle a' dans l'analyse de telle sorte que:

$$a' = \frac{\omega}{2\Omega} \quad 3.26$$

Ici ω est la vitesse tangentielle induite angulaire de débit et Ω est la vitesse angulaire du rotor. Considérons un tube de courant annulaire d'épaisseur dr à une distance r à partir de la racine de la pale comme dans la figure. Domaine de cet élément annulaire est

$$A = 2\pi r dr \quad 3.27$$

Par conséquent, la force de poussée expérimentés par l'élément annulaire peut être exprimée en

$$dF = 4a(1-a)\frac{1}{2}\rho_a V^2 2\pi r dr \quad 3.28$$

De même, le couple sur l'élément annulaire peut être donnée par

$$dT = 4a'(1-a)\frac{1}{2}\rho_a V 2\pi r dr \Omega r \quad 3.29$$

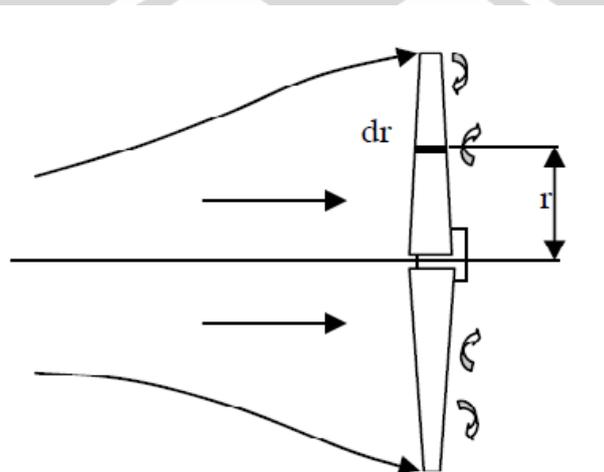


Fig 3.2. Sillage de rotation arrière du rotor

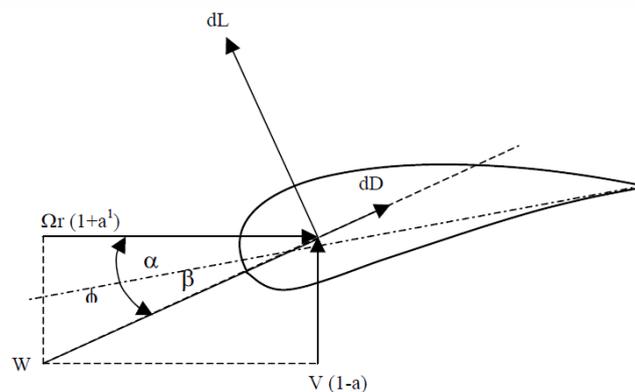


Fig 3.3 Un élément infinitésimal de la pale de rotor

La puissance développée par le rotor est le produit de ce couple anneau et angulaires vitesse, intégré sur la durée de la pale. Ainsi, la puissance est donnée par

$$P = \int_0^R \Omega 4a'(1-a) \frac{1}{2} \rho_a V 2\pi r dr \Omega r r \quad 3.30$$

et le coefficient de puissance est donnée par

$$C_P = \frac{2 P_T}{\rho_a A_T V^3} \int_0^R \Omega 4a'(1-a) \frac{1}{2} \rho_a V 2\pi r dr \Omega r r \quad 3.31$$

3.1.3 La théorie de l'élément de pale [11]

La théorie de l'élément de pale a été initialement proposé par Froude et Taylor. Dans cette approche il est considéré que les lames sont constituées d'un certain nombre de bandes organisées dans le sens de l'envergure sage. Les bandes ont une épaisseur infinitésimale. Ces bandes sont aérodynamique indépendants et n'ont aucune interférence entre eux. Selon cette analyse, les forces de portance et la traînée agissant sur la bande sont estimées et intégrées sur la durée totale des pales en reprenant les termes de vitesse, pour obtenir le couple et la puissance développée par la lame. Cette situation est encore multiplié par le nombre de lames pour obtenir le couple et la puissance totale du rotor. La théorie élément de pale nous peuvent de mieux comprendre la relation entre les propriétés aérodynamique, la poussée connu par le rotor et la puissance produite.

Les vitesses et les forces agissant sur un élément de pale infinitésimal sont présentés dans la Fig.2.3 La vitesse du vent non perturbé V est ralentie à $(1-a) V$. Une vitesse de $\Omega r (1 + a')$ est vécue par l'élément en raison de la rotation des lames et le sillage du rotor, où a est l'induction axiale facteur. W représente la résultante de ces deux vitesses. α est l'angle d'attaque, Φ est l'angle d'écoulement et β est l'angle de calage de la pale (lame). Ascenseur forces agissant sur la section du profil aérodynamique infinitésimal est donné par:

$$dL = \frac{1}{2} \rho_a C dr W^2 C_L \quad 3.32$$

où C est la corde de profil, dr est l'épaisseur de la section considérée. De même, la traînée élémentaire est donnée par

$$dD = \frac{1}{2} \rho_a C dr W^2 C_D \quad 3.33$$

où C_D est le coefficient de traînée.

Nous pouvons voir que la poussée (dF) et le couple (dT) agissant sur l'élément de lame sont

$$dF = dL \cos\Phi + dD \sin\Phi \quad 3.34$$

et

$$dT = r[dL \sin\Phi - dD \cos\Phi] \quad 3.35$$

De équations. (2.34) à (2.35), et compte tenu du nombre total de lames B ,

$$dF = \frac{1}{2} \rho_a B C r dr W^2 [dL \sin\Phi - dD \cos\Phi] \quad 3.36$$

$$dT = \frac{1}{2} \rho_a B C r dr W^2 [C_L \sin\Phi - C_D \cos\Phi] \quad 3.37$$

De la géométrie de la figure, nous voyons que,

$$\sin \phi = \frac{V(1-a)}{W} \quad 3.38$$

Et

$$\cos \phi = \frac{\Omega r (1+a')}{W} \quad 3.39$$

De même, W peut être représenté comme la résultante des vitesses sont telles que

$$W = [V^2(1-a)^2 + \Omega^2 r^2 (1+a')^2]^{\frac{1}{2}} \quad 3.40$$

Le couple total développé par le rotor peut être calculé en intégrant les couple élémentaire de la racine à la pointe de la lame. Rotor de puissance est estimée par multipliant ce couple par la vitesse angulaire. La théorie élément lame peut en outre être combinée avec la théorie dynamique axiale pour une meilleure compréhension du rotor comportement

3.1.4 Conception du Rotor [11]

Conception d'un système de conversion de l'énergie éolienne est un processus complexe. L'environnement et les conditions auxquelles est exposée la turbine peuvent être revers et imprévisibles. Principes de l'aérodynamique, la dynamique des structures, la science des matériaux et de l'économie doivent être appliquées pour développer des machines qui soient fiables, efficaces et rentables. Plusieurs modèles de calcul sont disponibles pour la manipulation de ce plan complexe processus. Quelques exemples sont PROP [9, 12, 6] et WTPERF [2]. Dans cette section, un procédure simple pour un dessin approximatif d'un rotor d'éolienne est

discutée, sur la base les théories fondamentales aérodynamique. Paramètres d'entrée suivants doivent être identifiés pour une telle conception.

1. Rayon du rotor (R)
2. Nombre de lames (B)
3. Rapport de vitesse Conseil du rotor au point de conception (λ D)
4. Design coefficient de portance de la voilure (CLD)
5. Angle d'attaque de l'ascenseur aile (α)

Le rayon du rotor dépend principalement de la puissance attendue de la turbine et la force du régime des vents dans lequel elle opère. Divers pertes impliqués dans le processus de conversion de l'énergie sont également à prendre en considération. Si le pouvoir attendus de la turbine (P_D) à son point de conception est connue, la relation

$$P_D = C_{PD} \frac{1}{2} \rho_a \eta_d \eta_g A_T V_D^3 \quad 3.41$$

le rayon du rotor peut être estimé comme

$$R = \left[\frac{2P_D}{C_{PD} \eta_d \eta_g \rho_a \pi V_D^3} \right]^{\frac{1}{2}} \quad 3.42$$

où C_{PD} continue est la puissance de conception coefficient du rotor, η_d est l'efficacité motopropulseur, η_g est l'efficacité du générateur et V_D est la vitesse du vent de conception. Pour une bien conçu le système, la puissance de conception coefficient (C_{PD}) peut être de l'ordre de 0.4 à 0.45 et l'efficacité combinée du groupe motopropulseur et le générateur peut être pris que 0,9. Si la conception est fondée sur l'énergie requise pour une application spécifique (EA), le rayon du rotor peut être calculé en

$$R = \left[\frac{2E_A}{\eta_s \rho_a \pi V_M^3 T} \right]^{\frac{1}{2}} \quad 3.43$$

où η_s est l'efficacité globale du système, V_M est la vitesse moyenne du vent sur une période et T est le nombre d'heures durant cette période. Par exemple, si notre conception est basée sur la demande énergétique quotidienne, puis V_M est la vitesse du vent moyen quotidien et T = 24. Pour des applications telles que le pompage d'eau, il est raisonnable de prendre η_s dans le gamme de 0,12 à 0,15.

Pour la génération de vent électrique, η_s peut varier de 0,25 à 0,35, selon les caractéristiques de conception du système.

Angle d'attaque α et C_{LD} (ascenseur coefficient correspondant) sont extraites des données sur le rendement de l'aile utilisés dans la conception. Les données sur les coefficients de traînée et la portance à différents angles d'attaque peuvent être disponibles pour les sections aile standard. Comme nous tenons à minimiser la force de traînée et de maximiser la portance, α correspondant au minimum C_D/C_L doit être identifié. Ceci peut être obtenu à partir d'un C_D-C_L courbe d'une aile en traçant une tangente à la courbe de l'origine comme indiqué dans Fig. . Si ces données ne sont pas facilement disponibles pour l'aile sélectionné, le nécessaire informations devraient être générés par des expériences en soufflerie. Une fois tous les ces paramètres d'entrée sont identifiées, la procédure de conception consiste à calculer la C longueur de la corde et la lame mise en β angle à différentes sections de la pale. C et β d'une section de la lame à une distance r du centre peut être déterminée par le texte suivant ensembles de relations [6]:

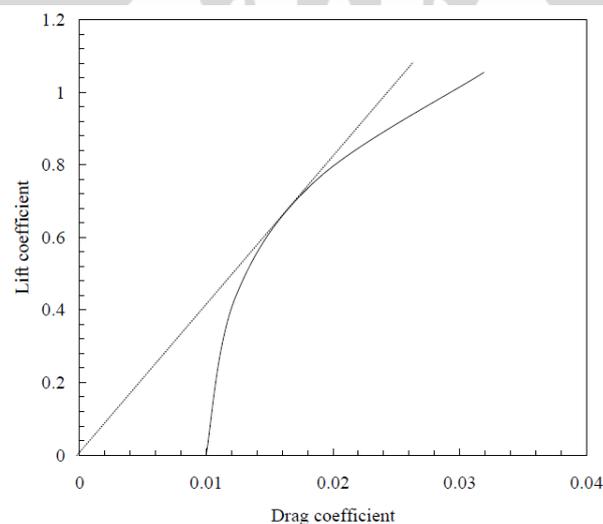


Fig 3.4 Relation C_D-C_L d'une aile

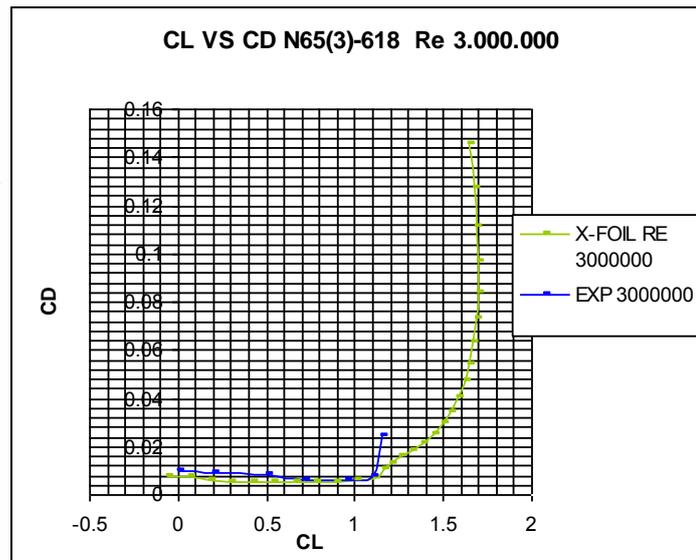


Fig 3.5 Relation C_D - C_L d'une aile avec X-Foil et Experimet [12]

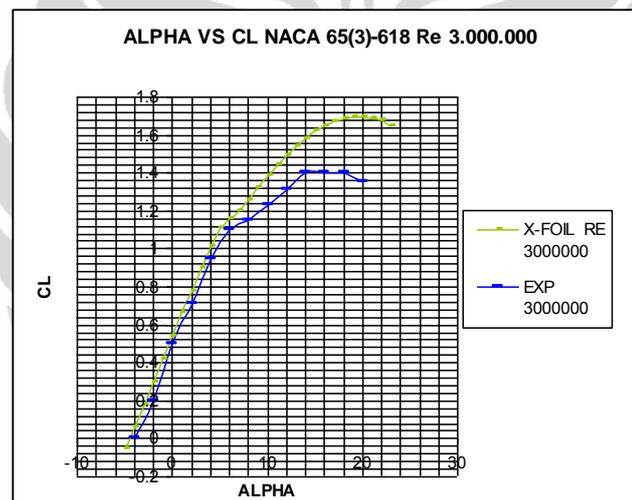


Fig 3.6 Relation C_L et Angle d'attaque α [12]

3.1.5 L'efficacité du rotor [12]

L'efficacité du rotor est déterminée par le type d'éolienne et de la technologie aérodynamique qui est utilisé pour la perfection. Avoir une grande solidité du rotor avec un plus petit que l'efficacité des rotors qui ont une faible solidité (Figure 3.7)

La figure 3.8 montre l'efficacité de différents types de rotor de l'éolienne. Ici, nous voyons que les éoliennes à axe horizontal des groupes turbine ont généralement une plus grande efficacité par rapport à l'éolienne à axe vertical. A partir de cette figure on montre aussi que dans la turbine de vent avec une grande solidité générale a un grand couple, une faible efficacité et la vitesse du vent évaluée n'est

pas trop élevé. Ainsi, il semble clair ici que dans les zones potentiellement favorables pour la technologie éolienne de faible énergie, éolienne multi-lame qui peut être utilisé à des fins mécaniques, telles que le pompage de l'eau

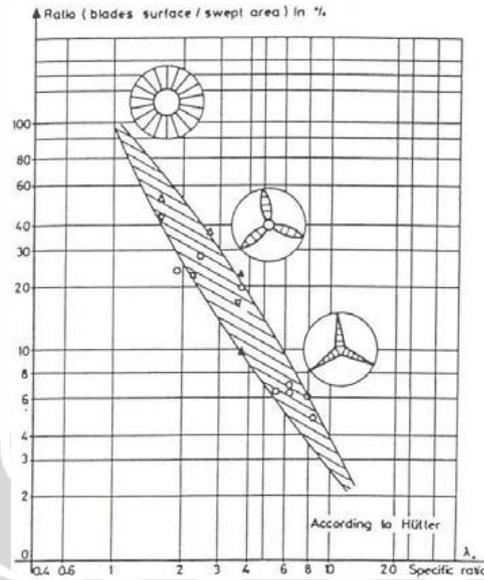


Fig 3.7 Efficacité de la solidité du rotor et le rotor (Jansen, 1976)

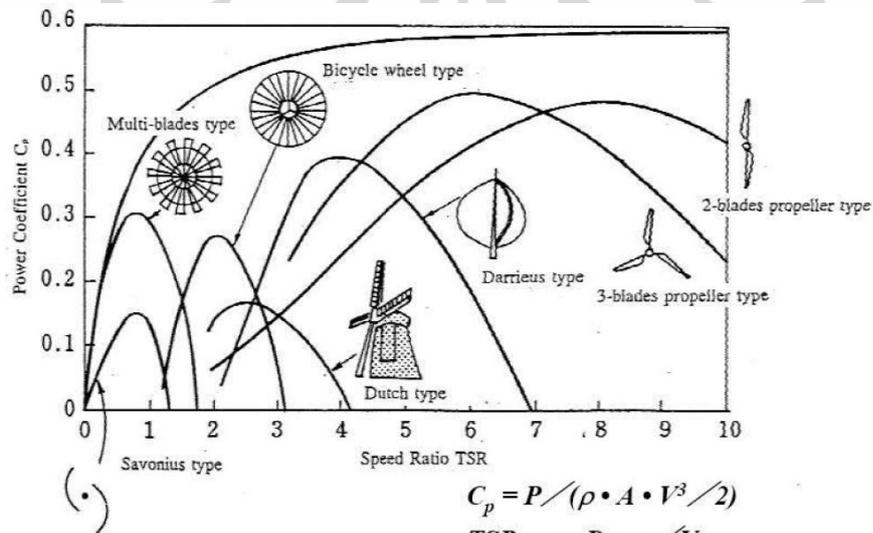


Fig 3.8 L'efficacité du rotor pour différents types d'éoliennes (Tong, 1997)

À partir des photos, on voit le type de lame pour être choisi en conformité avec la vitesse du vent dans la région de Kupang, Indonésie pour la vitesse de 4 à 9 m/s, avec la vitesse moyenne est 6 m/s si j'ai choisi types d'éoliennes type 3, comme pour d'autres considérations qui seront décrits plus loin.

CHAPTER 4

APPLICATION D'EOLIENNE EN INDONESIE

4.1 Variation de la densité de l'air avec le température, la pression et de l'altitude

Des facteurs comme la température, la pression atmosphérique, l'altitude et les constituants de l'air sur la densité de l'air. L'air sec peut être considéré comme un gaz parfait. Selon le gaz parfait la loi [4,6,2]

$$p V_G = n R T \quad 4.1$$

où p est la pression, V_G est le volume du gaz, n est le nombre de kilo moles du gaz, R est le gaz universel constante et T est la température. Densité de l'air, qui est le ratio de la masse de 1 kilo mole de l'air à son volume, est donné par:

$$\rho_a = \frac{m}{V_G} \quad 4.2$$

Selon d'équation (4.1) et (4.2), densité est donnée par

$$\rho_a = \frac{mP}{RT} \quad 4.3$$

Si nous connaissons l'altitude et la température T , Z sur un site, alors la densité de l'air peut être calculée par:

$$\rho_a = \frac{353.049}{T} e^{-0.034 \frac{Z}{T}} \quad 4.4$$

La densité de l'air diminue avec l'augmentation du site altitude et la température comme illustré sur la Fig. 4.1-4.3 le densité de l'air peut être considérée comme 1,225 pour la plupart des cas pratiques. Vent causé de cette densité relativement faible, est plutôt une source diffuse de l'énergie. C'est pourquoi de grandes entreprises systèmes sont souvent requis pour pouvoir considérable de production

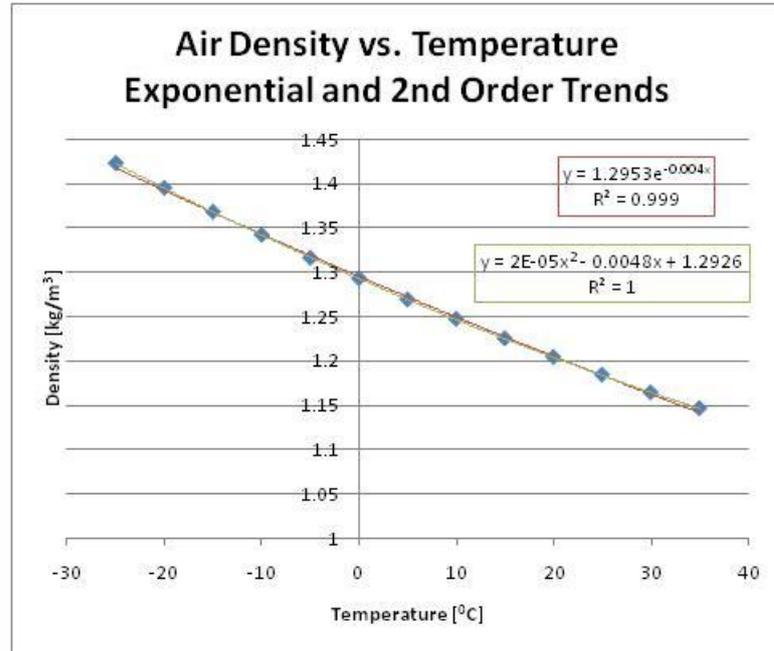


Fig 4.1 Effet de la température sur la densité de l'air [9]

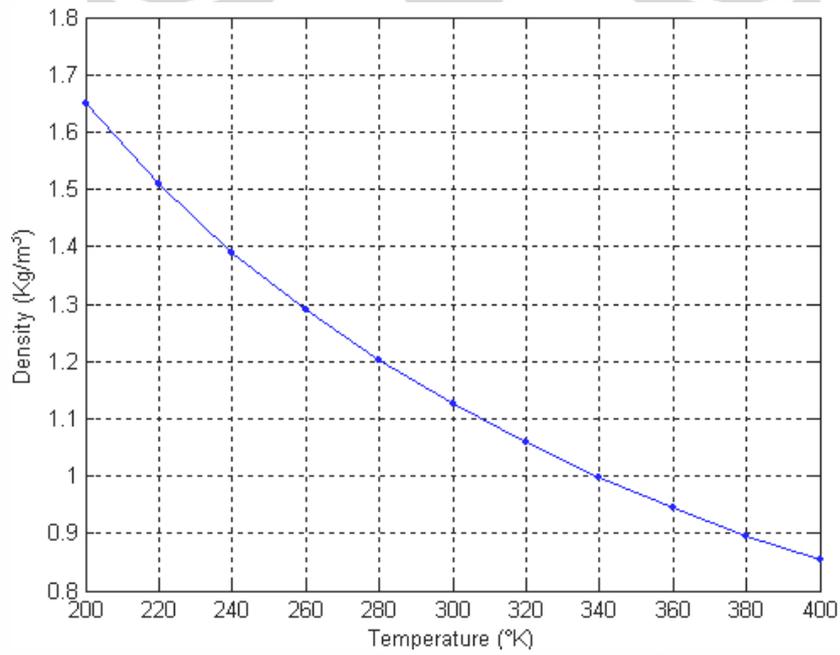


Fig 4.2 Effet de la température sur la densité de l'air [2]

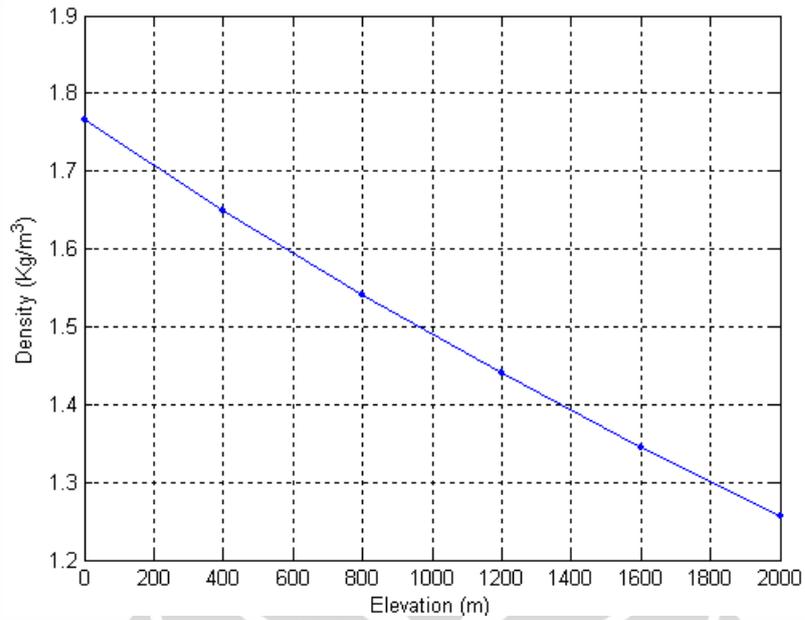


Fig 4.3 Effet de l'élévation de la densité de l'air[2]

4.2 Donnée Métrologique En Indonésie

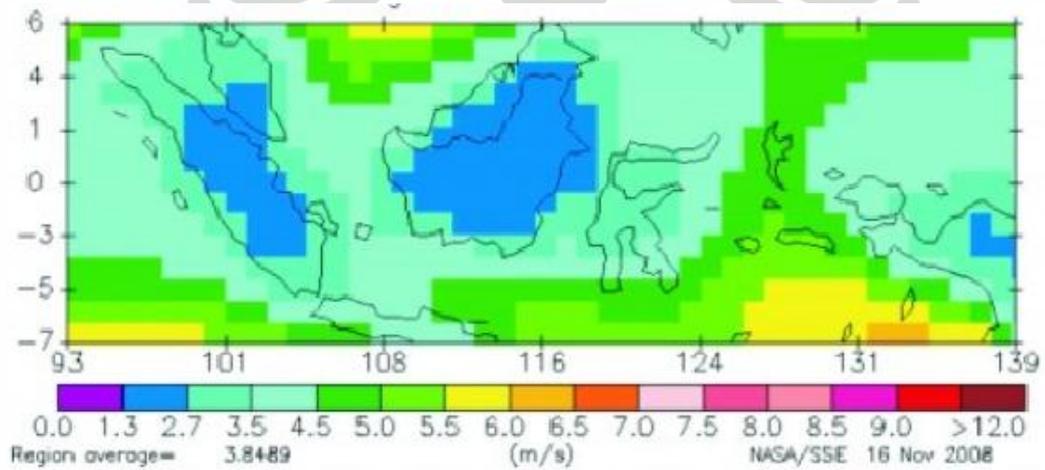


Fig 4.4 Géographique de Indonésie avec de Vitesse a absorbe par NASA

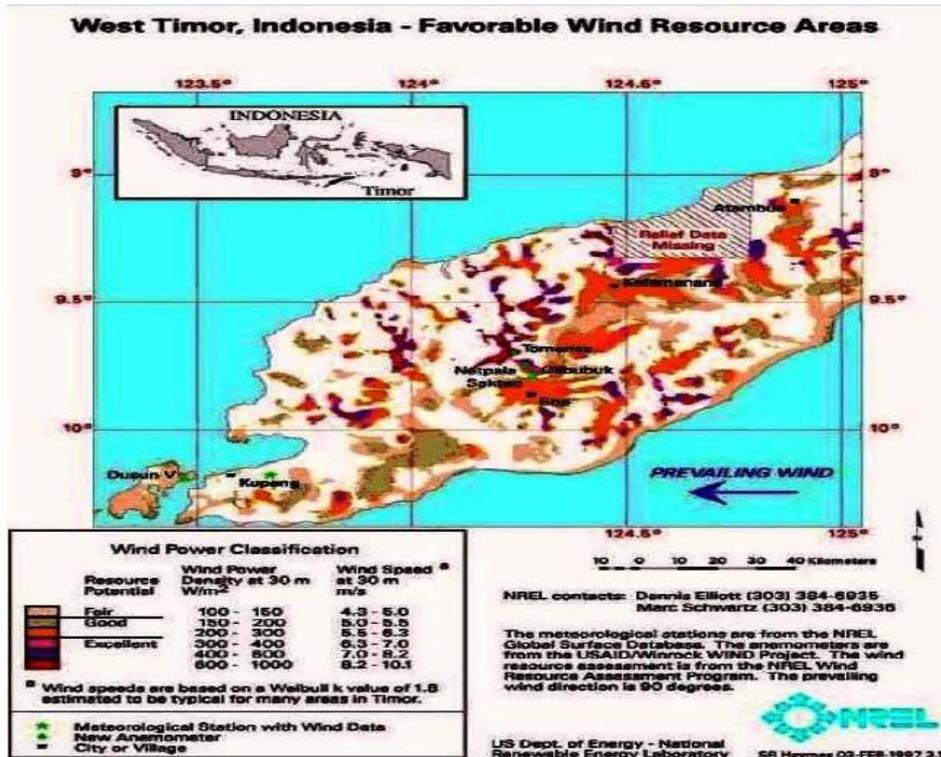


Fig 4.5 Carte Géographique de Indonésiee
(Situation Géographique de site Nusa Tenggara Timor , Kupang)

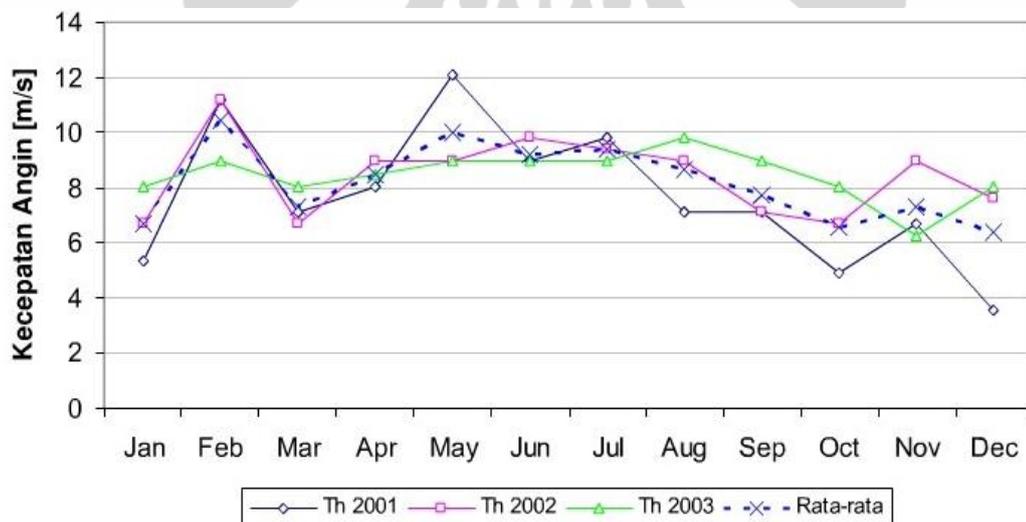


Fig 4.6 Moyen de la Vitesse a Kupang, Timor Ouest

La figure 4.6 représente la distribution moyenne mensuelle de la vitesse de vent (Année 2001 jusqu'à 2003) sur les sites de Kupang (la station météorologique de Kupang). On remarque, sur cette figure, que le site de Kupang présente une évolution du vent pratiquement uniforme durant l'année (pas de fluctuation et

facile a dimensionné). Et alors la région d’Kupang est caractérisée par des variations mensuelles énormes. Figure 4.5 Le site de Nusa Tenggara Timor en général, offre un potentiel énergétique éolien assez varié et ne peut être rentable que pour des systèmes de petites puissances et grandes puissance. Par contre le site d’Kupang est caractérisé par un potentiel énergétique très important, et peut être rentable même pour les grandes installations.

4.3 Caractéristiques du système de conversion d’énergie éolienne

La distribution de la vitesse de l’air dépend a la position du point considéré. Cela signifie que, la vitesse du vent seront corrigées en fonction de hauteur par rapport la distance du sol. En ayant une vitesse différente, le vent aura une densité différente

4.3.1 La fonction de distribution de Weibull

Les distributions de densité sont écrites sous la forme de l’équation :

$$f(\bar{V}) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{\bar{V}}{c}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{\bar{V}}{c}\right)^k\right] \quad 4.5$$

4.3.2 Caractéristique vitesse – altitude

Dans le cas que nous faisons, la maison est située a Kupang, dont est la Plaine zone. Alors

- $Z_g = 160$ m. Eolienne située d’une hauteur de 160 m d’altitude
- $\alpha = 0,1$. C’est- dire que la ville de Kupang est située dans lieu de Ouvert

Facteur de correction de vitesse, représenté par la formule:

$$\frac{\bar{V}_z}{\bar{V}_g} = \left(\frac{z}{z_g}\right)^\alpha \quad 4.6$$

4.3.3 Model modifié d’extrapolation de Justus et Mikhaïel [5, 6]

En 1976, Justus et Mikhaïel ont proposé, pour une référence d’altitude initiale égale à 10 m, les formules suivantes donne la variation des paramètres de Weibull en fonction de l’altitude :

$$\frac{k_2}{k_1} = \left(\frac{1 - 0,0881 \ln \frac{z_1}{10}}{1 - 0,0881 \ln \frac{z_2}{10}}\right) \quad 4.7$$

Verifier le facteur K et C

Selon Jean-Marc NOËL, dans son livre ‘Energie éolienne pour la fourniture d’Electricité’, facteur de forme $k = 2$ pour la vitesse annuelle moyenne de vent de 8 m/s. Ces vitesses moyennes sont absorbé par les turbines de 10 m de hauteur (référence météorologique). Par contre en Indonesia (NTT , Kupang) Facteur de Forme $k = 1,8$ 30 m de hauteur. L’equation de facteur K en fonction de la hauteur peut écrit sous la formule suivante :

Pour

$Z_1 = 10$ m $k_1 =$ Facteur de forme 10 m de hauteur

$Z_2 = 30$ m $k_2 = 1,8$ (Facteur de forme de hauteur 30 m)

On obtient alors

$$k_1 = 1,8 \left(\frac{1 - 0,0881 \ln \frac{30}{10}}{1 - 0,0881 \ln \frac{10}{10}} \right) = 1,626$$

où

$Z_1 = 10$ m $k_1 = 1,626$ (10 m de hauteur)

$Z_2 = 50$ m $k_2 =$ Facteur de forme de hauteur 50 m

On obtient alors

$$k_2 = 1,626 \left(\frac{1 - 0,0881 \ln \frac{50}{10}}{1 - 0,0881 \ln \frac{10}{10}} \right) = 1,89$$

Pour

$Z_1 = 10$ m $k_1 = 1,88$ (10 m de hauteur)

$Z_2 = 100$ m $k_2 =$ Facteur de forme de hauteur 100 m

$$k_2 = 1,626 \left(\frac{1 - 0,0881 \ln \frac{100}{10}}{1 - 0,0881 \ln \frac{10}{10}} \right) = 2$$

Tableau 4.1 gisement éolien pour topographie différents

Gisement éolien (1) à 50 m de hauteur pour 5 environnements topographiques différents										
	Terrain avec obstacles (2)		Plaine ouverte (3)		Sur la côte (4)		En mer (5)		Au sommet de colline ou de crêtes (6)	
	$m \cdot s^{-1}$	$W \cdot m^{-2}$	$m \cdot s^{-1}$	$W \cdot m^{-2}$	$m \cdot s^{-1}$	$W \cdot m^{-2}$	$m \cdot s^{-1}$	$W \cdot m^{-2}$	$m \cdot s^{-1}$	$W \cdot m^{-2}$
	> 6	> 250	> 7,5	> 500	> 8,5	> 700	> 9,0	> 800	> 11,5	> 1 800
	5,0 à 6,0	150 à 250	6,5 à 7,5	300 à 500	7,0 à 8,5	400 à 700	8,0 à 9,0	600 à 800	10,0 à 11,5	1 200 à 1 800
	4,5 à 5,0	100 à 150	5,5 à 6,5	200 à 300	6,0 à 7,0	250 à 400	7,0 à 8,0	400 à 600	8,5 à 10,0	700 à 1 200
	3,5 à 4,5	50 à 100	4,5 à 5,5	100 à 200	5,0 à 6,0	150 à 250	5,5 à 7,0	200 à 400	7,0 à 8,5	400 à 700
	< 3,5	< 50	< 4,5	< 100	< 5,0	< 150	< 5,5	< 200	< 7,0	< 400

4.3.4 facteur c

La vitesse minimum du vent requis pour un éolien est de 5,5-6,5 m / s Pour , la vitesse moyenne de vent de 6 m/s. Ainsi c est 6,5 m/s

Donc, pour Kupang, coefficient $k = 1,8$ (l'heuter 30 m)

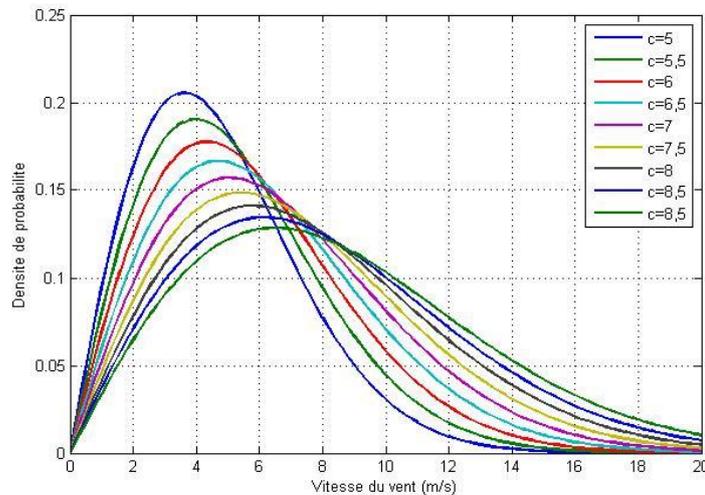


Fig 4.7. Fonction de densité de probabilité de Weibull pour différentes valeurs du paramètre d'échelle c, pour $k=1,8$.

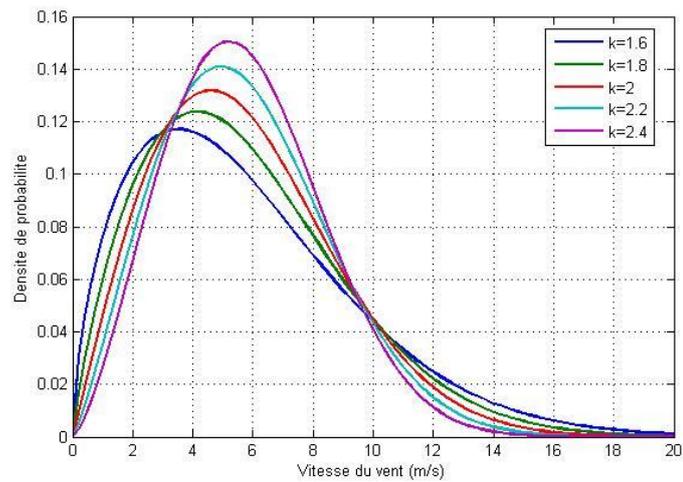


Fig 4.8. Fonction de densité de probabilité de Weibull pour différentes valeurs du facteur de forme k , $c = 6,5$ m/s.

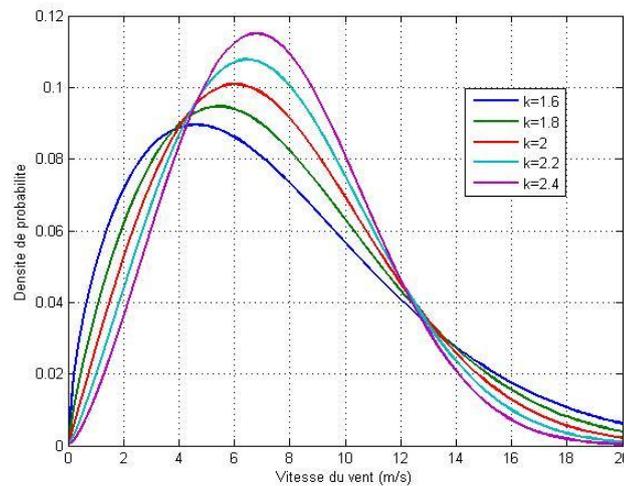


Fig 4.9 Fonction de densité de probabilité de Weibull pour différentes valeurs du facteur de forme k , $c = 8,5$ m/s.

4.3.5 Correction à l'altitude

Une correction doit ensuite être apportée pour tenir compte de la position réelle de l'éolienne par rapport aux données météorologiques précédentes.

Vent de surface (z < 1000 m)

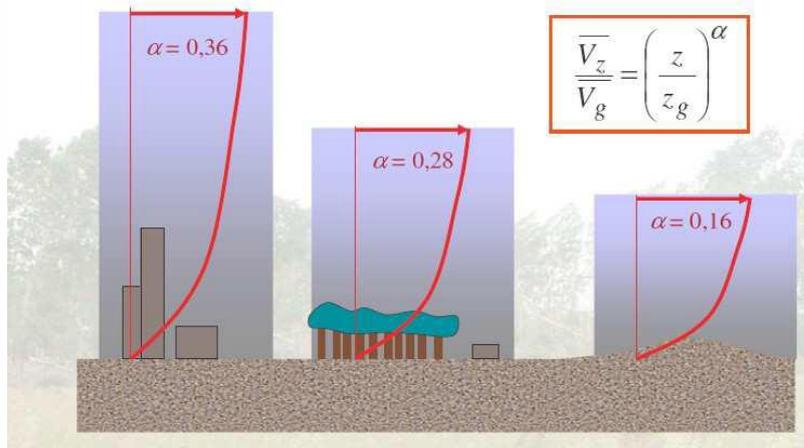


Fig 4.10 Facteur Correction d'altitude de la position differente

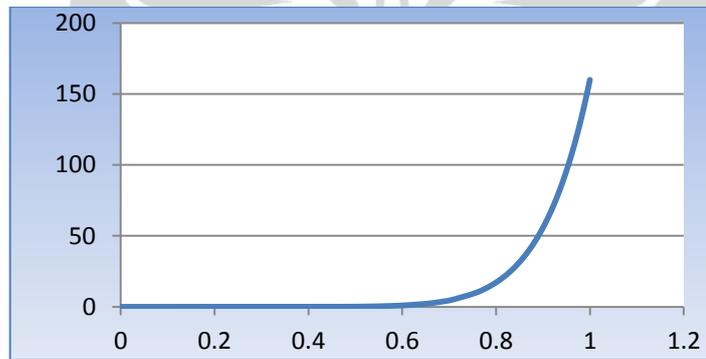


Figure 4.11 Facteur Correction d'altitude

Ensuite on va donner distribution densité Probabilité en corrigée par l'altitude, selon

de l'altitude d'éolienne, pour la cas, la correction sera : $\frac{V_z}{V_g} = \left(\frac{z}{160}\right)^{0,1}$ et

$$V_z = 0,444(Z)^{0,1} \cdot V_g$$

Pour un poste à une altitude de 50 m (Z=50m) Eolien : $V_z = 0.890194696 \cdot V_g$ et

100 m Eolienne (Z=100m) $V_z = 0.954087051 \cdot V_g$

V_z = La vitesse du vent à la hauteur h, dans notre cas $z = 100$ m et $z = 50$ m

V_g = La vitesse du vent au niveau du sol

Z = hauteur du sol

$f(V_z)$ = densité probabilité en corrigée par l'altitude ($z = 50$ m) et ($z = 100$ m) $\left(\frac{s}{m}\right)$,

$c = 6,5$

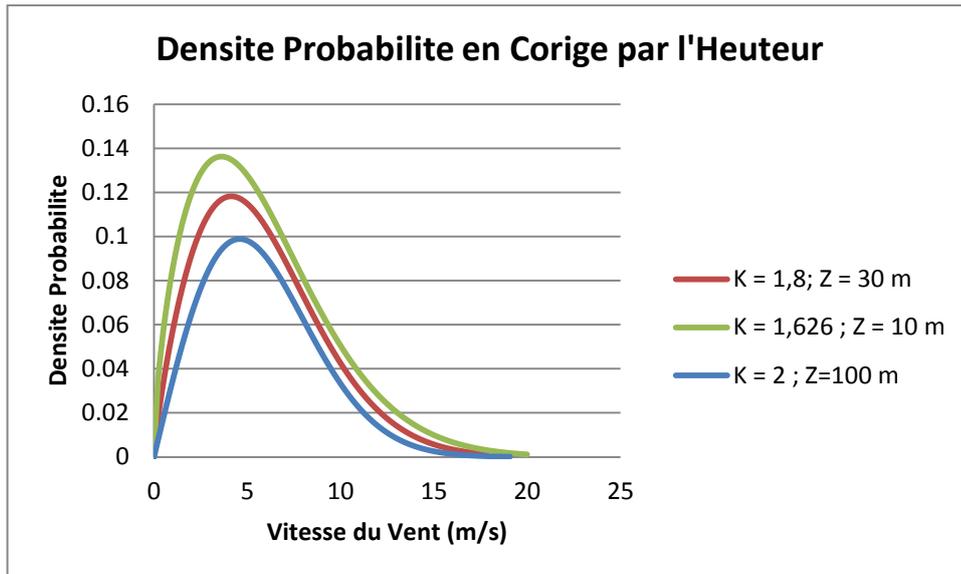


Fig 4.12 densité probabilité en corrigée par l'altitude avec $c = 6,5$ m/s

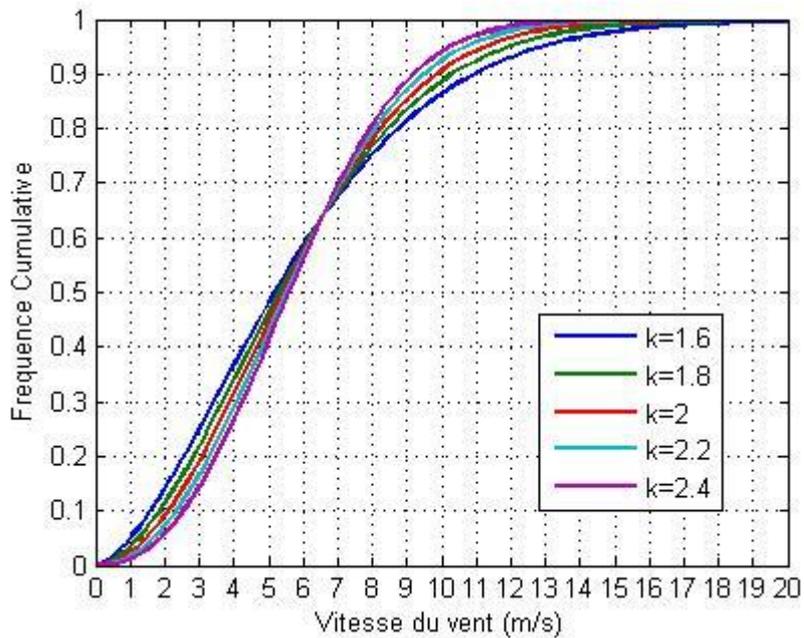


Fig 4.13 Fonction de distribution cumulative de Weibull Pour Différente valeur du facteur de Forme k , $c = 6.5$ m/s

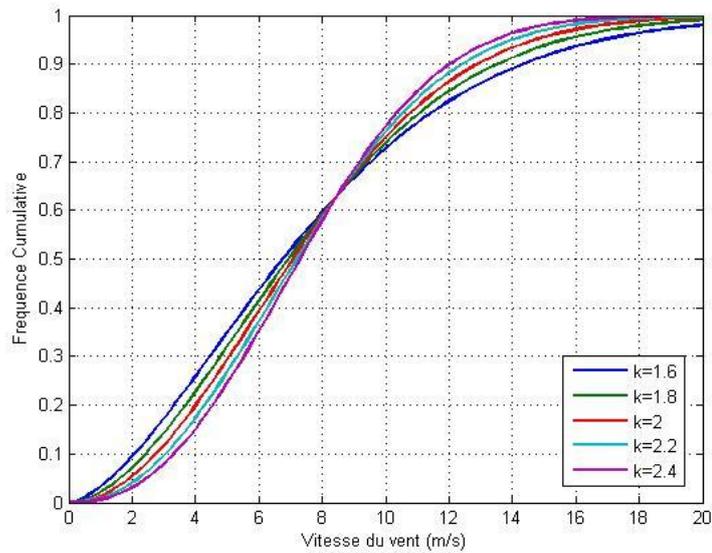


Fig 4.14 Fonction de distribution cumulative de Weibull Pour Différente valeur du facteur de Forme k, c = 8,5 m/s

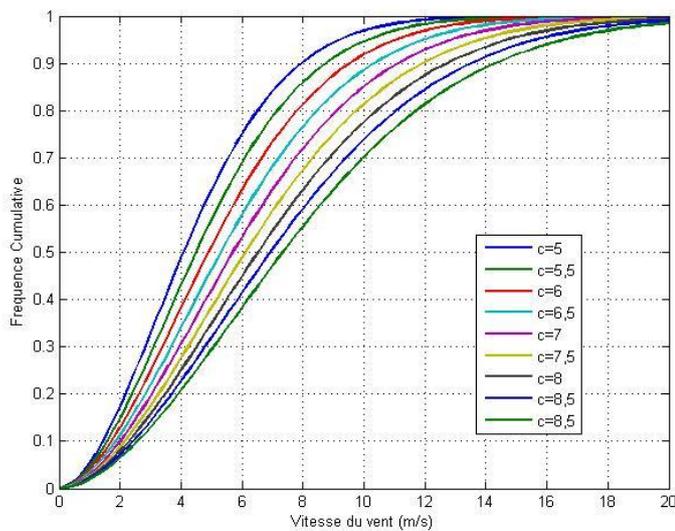


Fig 4.15 Fonction de distribution cumulative de Weibull Pour Différente valeur du Paramètre d'échelle c, pour k= 1.8

4.4 Disponibles dans les spectres de l'énergie éolienne [3, 4, 5,2]

L'énergie cinétique d'un courant d'air de masse m et le changement de la vitesse est expliqué ci-dessous:

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad 4.8$$

Considérons un rotor d'éolienne de section transversale. Un exposé à ce courant d'air. L'énergie cinétique du courant d'air disponible pour la turbine peut être exprimée ci-dessous:

$$E = \frac{1}{2} \rho_a V v^2 \quad 4.9$$

où ρ_a la densité de l'air et V est le volume d'air parcelle à la disposition du rotor. L'interaction particule d'air avec le rotor par unité de temps a une section transversale égale à celle du rotor (A_T) et épaisseur égale à la vitesse du vent (v). D'où l'énergie par unité de temps, c'est le pouvoir, peut être exprimée comme

$$P = \frac{1}{2} \rho_a A_T v^3 \quad 4.10$$

Selon d'équation 4.10 nous pouvons voir que les facteurs influençant la puissance disponible dans le courant d'air sont la densité de l'air, zone du rotor du vent et la vitesse du vent. Effet de la vitesse du vent est plus important en raison de son navire par rapport cubes avec le pouvoir.

4.4.1 Puissance moyenne récupérable [1,7, 8]:

En réalité, le dispositif de conversion (la turbine éolienne) extrait une puissance P_{rec} inférieure à la puissance disponible P_{disp}

$$P_{rec} = \frac{1}{2} C_p \rho v^3 \quad 4.11$$

Le Coefficient suivant de Puissance C_p , Caractérise l'aptitude de conversion de l'énergie éolienne, L'évaluation suivante de ce coefficient est basée sur la théorie Rankine-Froude de l'hélice éolienne dans un fluide incompressible

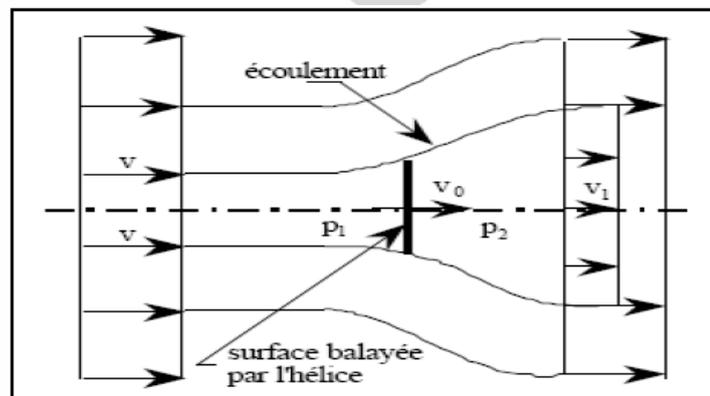


Fig. 4.16 Modelé de l'écoulement axial de l'air a travers la surface balayée Par une hélice

- v : la vitesse axiale d'écoulement en amont,
- v_0 : la vitesse d'écoulement sur la surface A ,
- v_1 : la vitesse axiale en aval,
- p_1 et p_2 : les pressions avant et après l'hélice

Finalement la puissance P est exprimé en fonction d'une variable a , par la relation suivante:

$$P_{rec} = \frac{1}{2} \rho A v^3 4a(1 - a)^2 \quad 4.12$$

Avec :

$$C_p = 4a(1 - a)^2 \text{ et } a = 1 - \frac{v_0}{v} \quad 4.13$$

Enfin la densité d'énergie moyenne annuelle récupérable exprimée en kWh/m²,

E est égale à : [1]

$$E = 3,25 \cdot V^3 \quad 4.14$$

La densité de puissance moyenne annuelle récupérable sur le site de Timor l'ouest est estimée à 540,719 kWh/m².an et au site de Kupang est estimée à 1114,75 kWh/m².an.

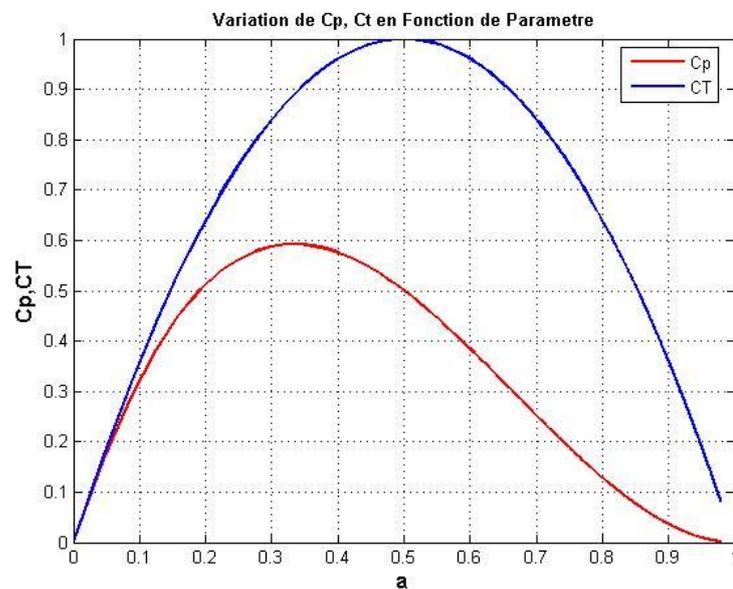


Figure 4.17 Variation de C_p et C_t suivant le paramètre a .

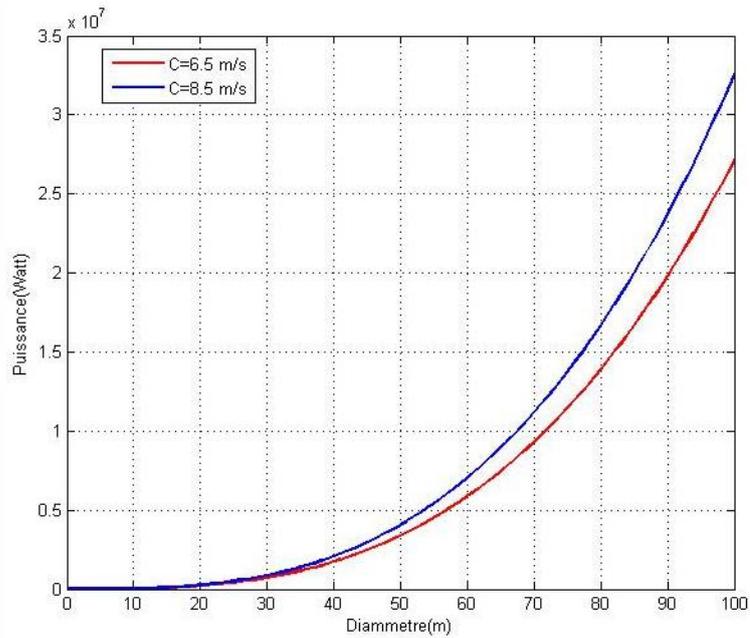


Fig 4.18 Influence du diamètre du hélice sur la puissance

4.5 Transmission et générateur de gains d'efficacité [2]

Le système de base est alors comme le montre la Fig. 4.19 Nous étiquons la puissance dans le vent, P_w . Après que ce pouvoir passe à travers la turbine, nous avons une puissance mécanique P_m à la turbine vitesse angulaire ω_m , qui est ensuite fourni à la transmission. Le P_t de transmission de puissance de sortie est donnée par le produit de la turbine de puissance de sortie et P_m la transmission d'efficacité η_m [10],

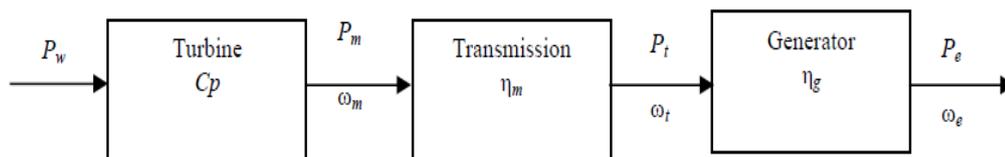


Fig. 4.19 Vent du système électrique

De même, le générateur de puissance P_e est donnée par la produit de la puissance d'émission et l'efficacité du générateur η_g :

$$P_e = \eta_g P_t \quad 4.15$$

La puissance P_e sortie du générateur peut être exprimée comme suit:

$$P_e = C_p \eta_m \eta_g P_w \quad 4.16$$

À la vitesse du vent évaluée, la puissance électrique nominale peut être exprimé comme

$$P_{eR} = C_{pR} \eta_{mR} \eta_{gR} \frac{\rho}{2} A V_R^2 \quad 4.17$$

où C_p est le coefficient de performance à la cote vitesse du vent V_R , η_{mR} la est l'efficacité de la transmission à la puissance nominale pouvoir, η_{gR} est le rendement du générateur à la puissance nominale, ρ est la densité de l'air, et A est la surface de la turbine. Le C_{pR} , η_{mR} η_{gR} quantité est le taux d'efficacité global de la turbine. Nous allons donner cette quantité un symbole de son, η_0 propre

$$\rho_0 = C_{pR} \eta_{mR} \eta_{gR} \quad 4.18$$

4.6 Courbe de puissance de l'éolienne [9, 10]

Les vitesses importantes caractéristiques de la turbine sont ses seuil de la vitesse (V_I), la vitesse nominale (V_R) et la découpe vitesse (V_0). Le seuil de la vitesse d'une turbine est la vitesse du vent minimale à laquelle le système commence à produire de l'énergie. Il ne doit pas être confondu avec le démarrage vitesse à laquelle le rotor commence sa rotation. La coupe en vitesse varie de la turbine à la turbine, en fonction de son caractéristiques de conception. Cependant, en général, la plupart des éoliennes commerciales cut-in à des vitesses entre 3 à 5 m/s (Fig.4.20)

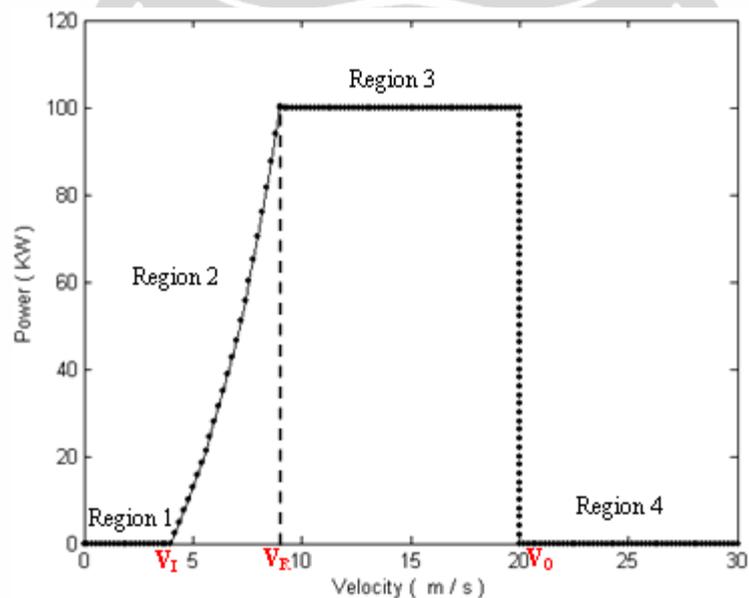
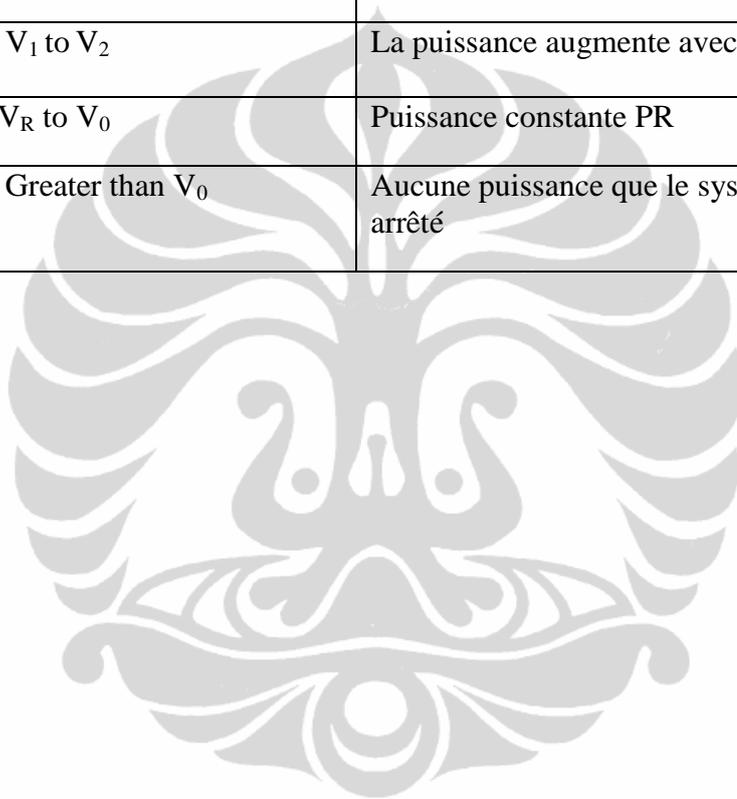


Fig. 4.20 Idéal courbe de puissance d'un terrain éolienne contrôlée

Pour des raisons techniques et économiques, le vent turbine est conçue pour produire une puissance constante – appelée que la puissance nominale (PR) - au-delà de sa vitesse nominale.

Tableau 4.2 Par régions performance d'une éolienne

Plage de vitesse	Power/Puissance
Region 1: 0 to V_1	Aucune puissance que le système est inactif
Region 2: V_1 to V_2	La puissance augmente avec V
Region 3: V_R to V_0	Puissance constante PR
Region 4: Greater than V_0	Aucune puissance que le système est arrêté



CHAPTER 5 CONCLUSION

1. les vitesses sont mesurées à une hauteur normalisée = 10m du sol.
2. les aérogénérateurs commercialisés sont installés à des hauteurs supérieures ou égales à 25m du sol, donc les caractéristiques du site doivent être corrigées en utilisant un modèle d'extrapolation vertical.
3. Sur le Site de Nusa Tenggara Timur généralement, la Puissance pour $c = 6,5$ m/s et la vitesse moyenne annuelle de 5,5 m/s avec diamètre de l'hélice 70 m est estimée à 0.9 MW
4. Sur le Site de Kupang la Puissance pour $c = 8,5$ m/s et la vitesse moyenne annuelle de 7 m/s avec diamètre du hélice 70 m est estimée à 1,2 MW
5. Selon l'analyse, les parc eoliens de Kupang et du Timor de l'ouest sont faisables.

REFERENCES

1. Rachid MAOUEJ*, Souad BOUSALEM** et Boumedien BENYOUCEF
** Unité de Recherche en Energies Renouvelables en Milieu Saharien. Adrar.
Algéri : ra_maouedj@yahoo.fr Unité de Recherche des Matériaux et Energies
Renouvelables.Tlemcen. Algérie.
2. R. Maouedj*, S. Bousalem, B. Benyoucef Unité de Recherche des Matériaux
et Energies Renouvelables (URMER) BP 119, 13000 Tlemcen, Algérie E-
mail: ra_maouedj@yahoo.fr
3. Performances d'un système éolien pour le site d'Adrar. Le 7eme congrès
national de la physique et ses applications (CNPA' 2006) a Béchar du 18 au
20 Décembre 2006.
4. Sathyajith M. Wind energy fundamentals, resource analysis and economics.
Faculty of Engineering, KCAET. Tavanur, Malapuram, Kerala. India.
5. Burton T., Sharpe D., Jenkins N., Bossanyi E. Wind energy handbook.
England, 2001.
6. Energi eolienne pour la fourniture s'electricite, *Jean-Marc Noel*
7. Tony Burton, David Sharpe, Nick Jenkins and Ervin Bossanyi, Wind energy
handbook 2001, England.
8. Fernando D. Bianchi, Hernán De Battista and Ricardo J. Mantz. *Wind Turbine
Control Systems Principles, Modelling and Gain Scheduling Design* ,
Germany.
9. http://en.wikipedia.org/wiki/File:Air_density_vs_temperature.jpg
10. Johnson G.L. Wind energy systems. November 21, 2001.
11. Sathyajith Mathew, Wind Energy Fundamentals, Resource Analysis and
Economics
12. Martolis, DESAIN AERODINAMIKA SAYAP PESAWAT TANPA AWAK
UNX-01, 2006
13. Y. Daryanto, Kajian Potensi angin Untuk Pembangkit Listrik Tenaga Bayu
BALAI PPTAGG – UPT-LAGG Yogyakarta, 5 April 2007
14. World Energy Council (2000) World Energy Assessment: Energy and the
challenge of sustainability. New York

15. Y. Daryanto, Kajian Potensi angin Untuk Pembangkit Listrik Tenaga Bayu BALAI PPTAGG – UPT-LAGG Yogyakarta, 5 April 2007
16. Johnson GL (2001) Wind energy systems. <http://www.rpc.com.au>
17. Sheldahl RE, Blackwell BF (1977) Free-air performance tests of a 5- meter-diameter darrieus turbine. Sandia Laboratories Report SAND 77-1063
18. Putnam PC (1948) Power from the wind. Van Nostrand, New York
19. Ramler JR, Donovan RM (1979) Wind turbines for electric utilities: Development status and economics. DOE/NASA/1028-79/23, NASA TM-79170, AIAA-79-0965
20. Savonius SJ (1931) The S-rotor and its applications. Mechanical Engineering 53(5) :333-338
21. Golding E (1976) The generation of electricity by wind power. Halsted Press, New York
22. Sorensen B (1995) History of, and recent progress in, wind-energy utilization. Annual Review of Energy and the Environment 20(1) : 387-424
23. Kloeffler RG, Sitz EL (1946) Electric energy from winds. Kansas State College of Engineering Experiment Station Bulletin 52, Manhattan, Kans
24. de Azua CR, Colasimone L (2003) Record growth for global wind power in 2002; 28% increase, wind technology worth \$7.3 billion installed last year. AWEA-EWEA News release, Global Wind Power Installations, <http://www.ewea.org>
25. de Vries E (2003) Wind turbine technology trends – review 2003. Renewable Energy World 6(4): 154-167 References 9