

par **Philippe LCONTE**

Ingénieur de l'École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers et de l'École Supérieure des Techniques Aérospatiales

Ingénieur recherche et essais en aéroélasticité

Office national d'études et de recherches aérospatiales (ONERA)

Marc RAPIN

Ingénieur de l'École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers

Ingénieur d'études en aéroélasticité

Office national d'études et de recherches aérospatiales (ONERA)

Edmond SZECHENYI

Directeur de l'Institut Aérotechnique

Conservatoire national des arts et métiers (CNAM)

| | |
|--|---------------|
| 1. Contexte actuel | BM 4 640 - 3 |
| 2. Différents types d'éoliennes et leurs utilisations | — 3 |
| 2.1 Machines à axe vertical | — 4 |
| 2.2 Machines à axe horizontal | — 4 |
| 2.3 Applications des éoliennes | — 6 |
| 2.4 Architecture d'une éolienne à axe horizontal | — 6 |
| 3. Principe de fonctionnement | — 7 |
| 3.1 Modélisation du vent | — 7 |
| 3.2 Aérodynamique de la machine | — 8 |
| 3.3 Aéroélasticité | — 10 |
| 4. Conception du rotor | — 14 |
| 4.1 Type de moyeu | — 14 |
| 4.2 Nombre de pales | — 15 |
| 4.3 Régulation | — 15 |
| 4.4 Sécurité | — 15 |
| 5. Pales | — 15 |
| 5.1 Dimensionnement | — 15 |
| 5.2 Construction | — 16 |
| 5.3 Conditions d'utilisation | — 16 |
| 6. Génération de puissance | — 17 |
| 6.1 Générateur synchrone | — 17 |
| 6.2 Générateur asynchrone | — 17 |
| 6.3 Générateur à vitesse variable | — 18 |
| 6.4 Raccordement au réseau | — 19 |
| 6.5 Choix du rapport de multiplication | — 19 |
| 6.6 Courbe de puissance de l'éolienne | — 20 |
| 7. Implantation sur site | — 20 |
| 7.1 Caractérisation du vent | — 20 |
| 7.2 Impacts divers | — 20 |
| 7.3 Implantation offshore | — 21 |
| 7.4 Logiciels | — 22 |
| 8. Conclusions et perspectives | — 22 |
| Pour en savoir plus | Doc. BM 4 640 |

Les éoliennes sont une forme très ancienne d'exploitation du vent. Toutefois, les années 1970-2000 ont vu une importante évolution à la fois de leur utilisation de par le monde et de leur conception. Cet article s'attache principalement à décrire le principe de fonctionnement des machines à axe horizontal qui sont maintenant les plus répandues.

Le lecteur se reportera utilement aux articles de ce traité sur les **Énergies éoliennes** et les **Hélices aériennes**.

Les éoliennes ont bénéficié des progrès technologiques et scientifiques qui ont été apportés dans différents domaines de l'ingénieur : aérodynamique, structure, matériaux, électrotechnique, etc. (figure **A**). Les principes qui gouvernent les rotors de ces machines s'apparentent ou sont issus de ceux des hélices et rotors d'hélicoptère. Cet article permet de donner une vision globale des aspects liés à l'éolien, d'appréhender, sans être exhaustif, les thématiques impliquées et ses spécificités.



**Figure A – Éolienne
Jeumont 750 kW
(site de Widehem, 1999)**

| Notations et symboles principaux | | |
|----------------------------------|--------------------|---|
| Symbole | Unité | Désignation |
| C | $N \cdot m$ | Couple |
| C_P | | Coefficient de puissance |
| F | N | Force dans le plan rotor |
| H_0 | m | Hauteur de la nacelle |
| I_b | $kg \cdot m^2$ | Moment d'inertie en battement |
| I_t | $kg \cdot m^2$ | Moment d'inertie en torsion |
| K_β | $N \cdot m$ | Raideur de l'articulation de battement |
| K_δ | $N \cdot m$ | Raideur de l'articulation de traînée |
| K_θ | $N \cdot m$ | Raideur de l'articulation de torsion |
| M | $N \cdot m$ | Moment d'une force |
| P | N | Force résultante |
| q | $rad \cdot s^{-1}$ | Vitesse angulaire de déplacement autour de l'axe de lacet de l'éolienne |
| R | m | Rayon d'une pale (du centre du rotor à l'extrémité de la pale) |
| S | m^2 | Surface normale au vent |

| Notations et symboles principaux | | |
|----------------------------------|--------------------|---|
| Symbole | Unité | Désignation |
| T | N | Traction |
| V | $m \cdot s^{-1}$ | Vitesse axiale du vent dans l'éolienne |
| V_0 | $m \cdot s^{-1}$ | Vitesse axiale du vent en amont de l'éolienne et à la hauteur H_0 |
| W | $m \cdot s^{-1}$ | Vitesse relative du flux local |
| β | $^\circ$ | Angle de battement |
| δ | $^\circ$ | Angle de traînée |
| ε_β | | Excentricité de l'articulation de battement (ramenée au rayon R de la pale) |
| ε_δ | | Excentricité de l'articulation de traînée (ramenée au rayon R de la pale) |
| ρ | $kg \cdot m^{-3}$ | Masse volumique de l'air |
| θ | $^\circ$ | Angle de torsion |
| ψ | $^\circ$ | Azimut de la pale |
| Ω | $rad \cdot s^{-1}$ | Vitesse angulaire de rotation de la pale du rotor |

1. Contexte actuel

Bien que ne pouvant envisager de remplacer totalement les sources traditionnelles d'énergie, l'énergie éolienne peut toutefois proposer une alternative intéressante et renouvelable. Elle s'inscrit parfaitement dans l'effort global de réductions des émissions de CO_2 , etc.

Son développement s'est fortement accéléré depuis 1995 avec une progression moyenne de 20 % par an dans le monde. Cette progression s'accompagne par une évolution de la fiabilité, de la taille des éoliennes et de leur rendement (tableau 1). Le coût de production du kilowattheure a progressivement baissé pour atteindre un niveau compétitif par rapport aux autres sources d'énergie.

Tableau 1 – Résumé des principales tendances en Europe

| Années | Capacité (kW) | Diamètre du rotor (m) | Coût du kWh (Euro) |
|-----------|---------------|-----------------------|--------------------|
| 1980-1983 | 55 | 15 | 0,090 |
| 1986-1988 | 120 | 21 | 0,067 |
| 1993-1994 | 400 à 500 | 37 à 40 | 0,045 |
| 1995-1996 | 500 à 750 | 40 à 48 | 0,040 |
| 1997-1999 | 600 à 2 500 | 43 à 75 | 0,030 |

Dans l'ensemble de la puissance installée, l'Europe est le leader (figure 1), suivi par l'Amérique du Nord. Le développement du marché américain (en particulier la Californie et ses immenses fermes éoliennes) s'est effondré dans la période 1986-1990 et a provoqué une profonde réorganisation du monde industriel éolien. Les pays européens (Danemark, Pays-Bas, Allemagne, Angleterre et maintenant Espagne) ainsi que l'Inde ont entrepris une politique

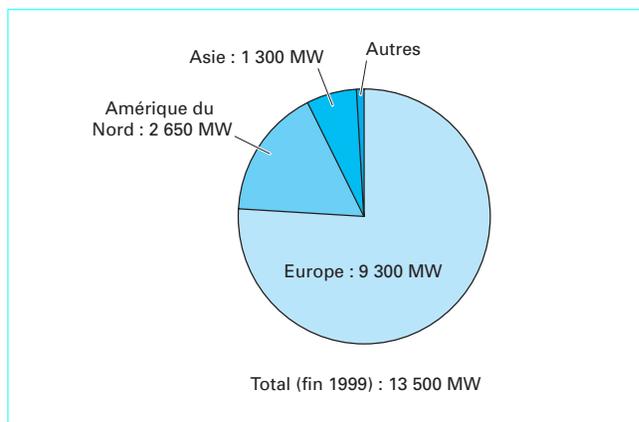


Figure 1 – Puissance installée dans le monde

volontariste d'aide et ont donc pris le relais. Cela explique la part prédominante de ces pays dans la production actuelle d'électricité ou de machines.

2. Différents types d'éoliennes et leurs utilisations

On peut aisément classer les éoliennes en deux grandes familles : celles à axe vertical et celles à axe horizontal. D'autres configurations plus anecdotiques (profils oscillants [3], aubes mobiles, profils en translation) ont vu le jour mais n'ont jamais débouché sur une quelconque industrialisation.

Historique

L'utilisation de la force du vent pour suppléer l'énergie humaine ou animale n'est pas nouvelle. On peut ainsi trouver la trace d'ancêtres des éoliennes modernes jusque dans la Perse ancienne. Plus près de nous, certains pays ont, depuis le Moyen Âge, largement fait usage de ce type d'énergie par le biais des moulins à vent (**moulins hollandais**) ou des **éoliennes dites américaines** que ce soit pour moulinier le grain ou pomper l'eau.

Au cours des siècles, on a vu ainsi la technologie des moulins évoluer grâce à l'apparition de toits orientables permettant une utilisation plus intensive, puis de moulins complets montés sur pivot. Enfin, la dernière évolution marquante a été l'adoption de profils semblables à des ailes d'avion, en lieu et place de la toile tendue sur une structure en bois, du fait de la compréhension des phénomènes aérodynamiques, acoustiques et aéro-élastiques impliqués. Parallèlement, les progrès technologiques, tant dans les domaines de l'électrotechnique, de l'électronique que dans celui des matériaux, font que l'on peut désormais disposer de machines aux performances étonnantes en terme de puissance produite, tout en limitant les impacts sur l'environnement.

2.1 Machines à axe vertical

Deux principes différents sont utilisés pour ce type de machines, à savoir la traînée différentielle ou la variation cyclique d'incidence.

■ Traînée différentielle

Le principe de mise en mouvement de ce type de machine est identique à celui d'un anémomètre : les efforts exercés par le vent sur chacune des faces d'un corps creux sont d'intensités différentes (figure 2). Il en résulte donc un couple moteur, que l'on peut utiliser pour entraîner un générateur électrique ou un autre dispositif mécanique tel qu'une pompe.

L'illustration la plus courante de ce type d'éolienne est le **rotor de Savonius** (figure 3), du nom de son inventeur, un ingénieur finlandais qui l'a breveté à la fin des années 1920. Le fonctionnement est ici amélioré par rapport à l'anémomètre par la circulation de l'air rendue possible entre les deux demi-cylindres, ce qui augmente le couple moteur. On peut aisément imaginer que, lors du démarrage de ce type de machine (phase d'établissement du vent), les cylindres soient orientés par rapport au vent de telle manière que le couple résultant soit nul. L'éolienne ne pourra donc pas démarrer spontanément. La superposition de plusieurs rotors identiques, mais décalés d'un certain angle l'un par rapport à l'autre, permet de remédier à ce problème, rendant ainsi la machine totalement autonome.

Il est intéressant de noter que ce type de rotor peut être construit à partir de fûts industriels découpés, ce qui rend son implantation aisée dans les pays en voie de développement.

■ Variation cyclique d'incidence

Le fonctionnement est ici basé sur le fait qu'un profil placé dans un écoulement d'air selon différents angles est soumis à des forces d'intensités et de directions variables. La combinaison de ces forces génère alors un couple moteur (figure 4). En fait, les différents angles auxquels sont soumis les profils, proviennent de la combinaison de la vitesse propre de déplacement du profil (en rotation autour de l'axe vertical) et de la vitesse du vent. Ce principe de fonctionnement a été breveté au début des années 1930 par le Français **Darrieus**. De tels rotors peuvent être de forme cylindrique, tronconique, parabolique... (figure 5). Le fonctionnement intrinsèque faisant appel à la rotation des pales, cela signifie que l'éolienne ne peut pas démarrer toute seule. Un système de lancement s'avère donc nécessaire, pour lequel différentes solutions ont été essayées par les constructeurs : montage d'une autre éolienne

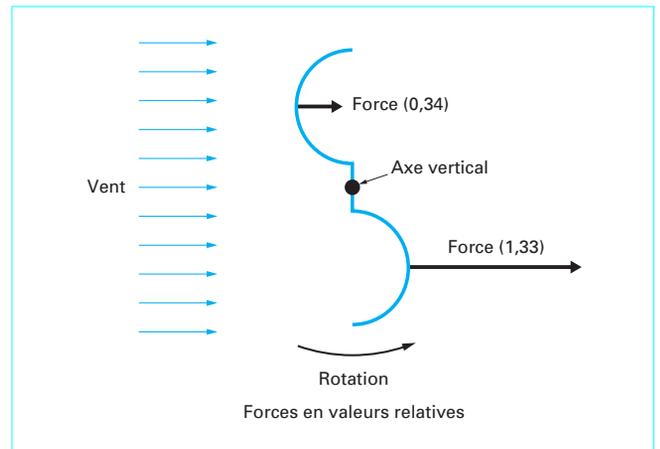


Figure 2 – Effet du vent sur un corps creux

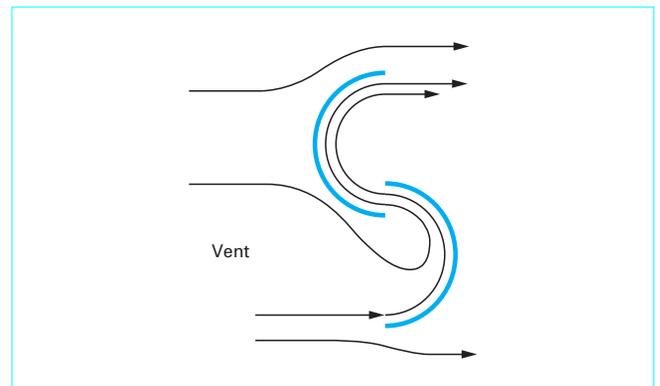


Figure 3 – Rotor de Savonius

de type Savonius par exemple sur l'axe vertical, utilisation de la génératrice électrique en moteur...

Le principal avantage des machines à axe vertical est que le dispositif de génération électrique repose sur le sol, ne nécessitant donc pas l'édification d'une tour. Par ailleurs, une éolienne à axe vertical fonctionne quelle que soit la direction d'où souffle le vent, permettant donc de s'affranchir d'un dispositif d'orientation de la machine.

En revanche, le fait qu'une telle éolienne soit érigée près du sol signifie que le capteur d'énergie se situe dans une zone peu favorable (gradient de vent, turbulence due aux accidents du terrain en amont de la machine), ce qui réduit significativement l'efficacité de la machine. Par ailleurs, le principe même de fonctionnement, basé sur des variations incessantes de charge aérodynamique sur les pales, fait que ces éoliennes sont très sujettes aux problèmes d'aéroélasticité. Enfin, pour des éoliennes de grande puissance, la surface occupée au sol par le haubannage est très conséquente.

2.2 Machines à axe horizontal

Ces machines sont les descendantes directes des moulins à vent sur lesquels les ailes, faites de voiles tendues sur une structure habituellement en bois, ont été remplacées par des éléments ressemblant fortement à des ailes d'avion. La portance de ces ailes

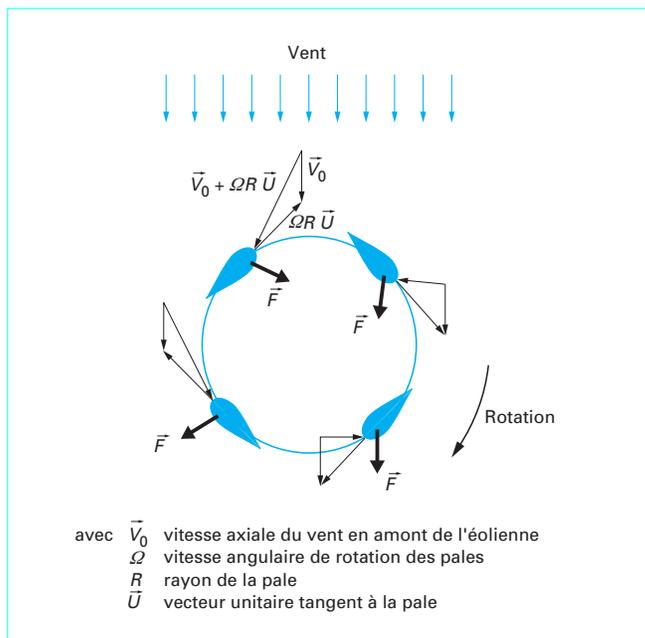


Figure 4 – Principe de l'incidence variable

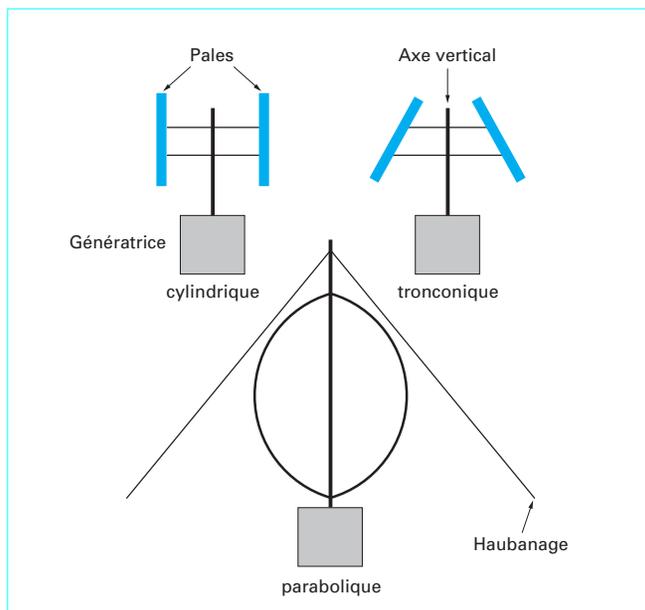


Figure 5 – Différents types de rotor Darrieus

placées dans le vent ne sert pas ici à sustenter un aéronef mais à générer un couple moteur (§ 3) destiné à entraîner un dispositif mécanique tel qu'une génératrice électrique, une pompe... Ces machines présentent généralement un nombre de pales compris entre 1 et 3 (cf. § 4.2) et peuvent développer des puissances élevées (plusieurs mégawatts). Deux types de configuration peuvent être rencontrés : les éoliennes « **amont** », sur lesquelles les pales sont situées du côté de la tour exposé au vent, et les éoliennes « **aval** » (figure 6). Chaque configuration possède avantages et

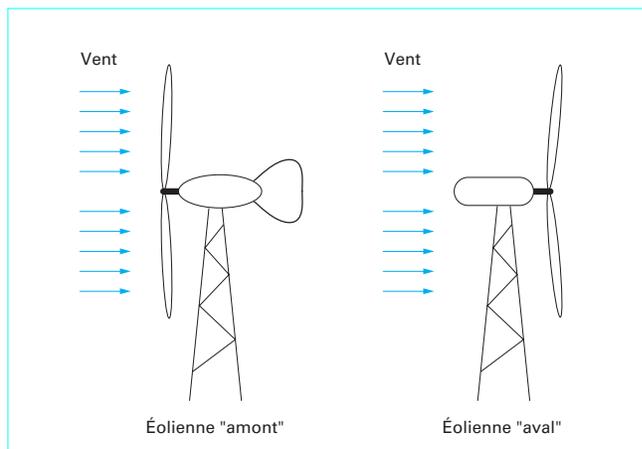


Figure 6 – Configurations à axe horizontal

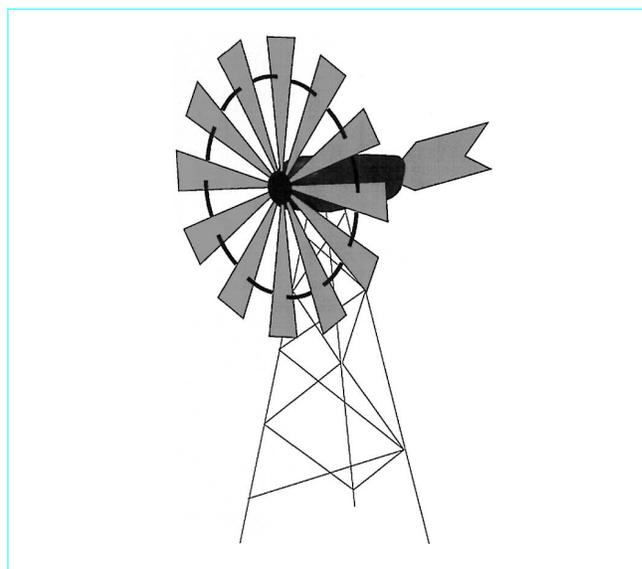


Figure 7 – Éolienne multipale

inconvénients : la formule « amont » requiert des pales rigides pour éviter tout risque de collision avec la tour alors que la configuration « aval » autorise l'utilisation de rotors plus flexibles. Par ailleurs, dans le cas d'une machine « amont », l'écoulement de l'air sur les pales est peu perturbé par la présence de la tour. L'effet de masque est plus important dans le cas d'une machine « aval ». Enfin, une machine « aval » est théoriquement auto-orientable dans le lit du vent, alors qu'une éolienne « amont » doit généralement être orientée à l'aide d'un dispositif spécifique. On constate néanmoins que la majeure partie des éoliennes de grande puissance adoptent la configuration « amont ».

Une catégorie particulière d'éolienne à axe horizontal est celle des machines multipales de faible diamètre (jusqu'à 10 m environ). La masse importante de la roue aubagée, les vitesses de rotation peu élevées (en regard du diamètre) font que ces machines de faible puissance sont utilisées principalement pour le pompage de l'eau (figures 7 et 8). Cependant, une application récente de ce type de machine (avec des diamètres de l'ordre du mètre) est la génération électrique à bord de bateaux de plaisance ou de course au large.



Figure 8 – Éolienne multipale Eiffel (fin XIX^e siècle)

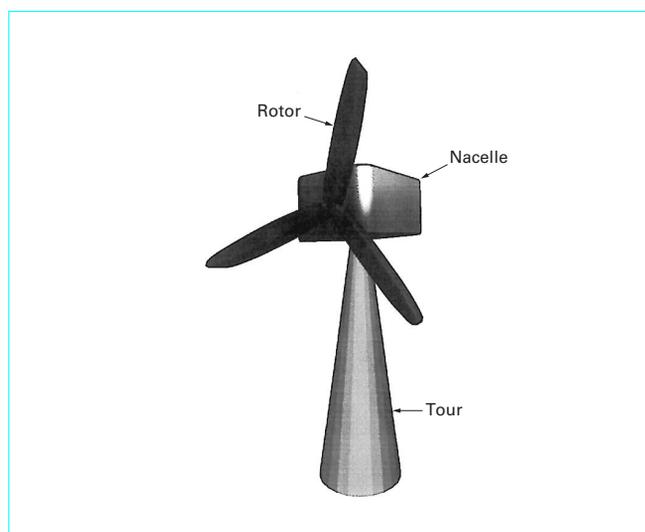


Figure 9 – Composantes d'une éolienne

2.3 Applications des éoliennes

L'intérêt d'une éolienne se justifie par la possibilité qu'elle apporte de récupérer l'énergie cinétique présente dans le vent. Cette énergie est transformée en énergie mécanique de rotation (tenant compte bien entendu du rendement de la machine). Cette énergie mécanique peut être exploitée principalement de deux manières :

- soit directement pour entraîner par exemple une **pompe de relevage d'eau** ;
- soit pour entraîner une **génératrice électrique**.

Dans le cas de production d'énergie électrique, on peut distinguer deux types de configuration :

- l'énergie est stockée dans des accumulateurs en vue de son utilisation ultérieure ;
- l'énergie est utilisée directement par injection sur un réseau de distribution.

On constate ainsi les applications électriques de l'énergie éolienne, à savoir d'une part la complémentarité avec les moyens traditionnels de production (centrales thermiques classiques ou nucléaires, barrages...) pour des régions disposant d'une infrastructure existante et d'autre part la possibilité de production sur des sites non raccordés à un réseau de distribution traditionnel. Il est particulièrement intéressant de souligner les possibilités offertes par l'énergie éolienne en ce qui concerne le désenclavement de régions peu urbanisées et ses applications dans les pays en voie de développement (alimentation d'unités de désalinisation, cogénération avec des groupes diesel, des panneaux photovoltaïques...).

Étant donné la prédominance des éoliennes à axe horizontal dans le monde, la suite de l'article sera uniquement consacrée à ce type de machines.

2.4 Architecture d'une éolienne à axe horizontal

On peut considérer trois composants essentiels dans une éolienne, le rotor, la nacelle et la tour, comme illustré sur la figure 9 pour une machine de type « amont ».

■ Rotor

C'est le capteur d'énergie qui transforme l'énergie du vent en énergie mécanique. Le rotor est un ensemble constitué des pales (d'un nombre variable) et de l'arbre primaire, la liaison entre ces éléments étant assurée par le moyeu. Sur certaines machines, l'arbre primaire qui tourne à faible vitesse comporte un dispositif permettant de faire passer des conduites hydrauliques entre la nacelle (repère fixe) et le moyeu (repère tournant). Cette installation hydraulique est notamment utilisée pour la régulation du fonctionnement de la machine (pas des pales variable, freinage du rotor..., cf. § 4).

■ Nacelle

Son rôle est d'abriter l'installation de génération de l'énergie électrique ainsi que ses périphériques. Différentes configurations peuvent être rencontrées suivant le type de la machine. La figure 10 présente une coupe d'une nacelle avec ses différents composants :

- le multiplicateur de vitesse : il sert à élever la vitesse de rotation entre l'arbre primaire et l'arbre secondaire qui entraîne la génératrice électrique. En effet, la faible vitesse de rotation de

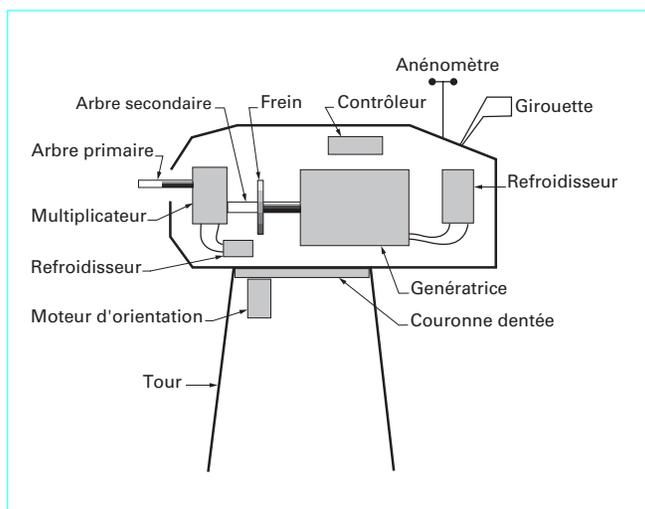


Figure 10 – Éléments d'une nacelle

l'éolienne ne permettrait pas de générer du courant électrique dans de bonnes conditions avec les générateurs de courant classiques ;

- l'arbre secondaire comporte généralement un frein mécanique qui permet d'immobiliser le rotor au cours des opérations de maintenance et d'éviter l'emballement de la machine ;

- la génératrice : c'est elle qui convertit l'énergie mécanique en énergie électrique. Différents types de génératrice peuvent être rencontrés comme on le verra dans le paragraphe 6 ;

- un contrôleur électronique chargé de surveiller le fonctionnement de l'éolienne. Il s'agit en fait d'un ordinateur qui peut gérer le démarrage de la machine lorsque la vitesse du vent est suffisante (de l'ordre de 5 m/s), gérer le pas des pales, le freinage de la machine, l'orientation de l'ensemble rotor + nacelle face au vent de manière à maximiser la récupération d'énergie et réduire les efforts instantanés sur l'installation. Pour mener à bien ces différentes tâches, le contrôleur utilise les données fournies par un anémomètre (vitesse du vent) et une girouette (direction du vent), habituellement situés à l'arrière de la nacelle. Enfin, le contrôleur assure également la gestion des différentes pannes éventuelles pouvant survenir ;

- divers dispositifs de refroidissement (génératrice, multiplicateur) par ventilateurs, radiateurs d'eau ou d'huile ;

- un groupe hydraulique et ses servitudes si nécessaire ;

- le dispositif d'orientation de la nacelle. Il permet la rotation de la nacelle à l'extrémité supérieure de la tour, autour de l'axe vertical. L'orientation est généralement assurée par des moteurs électriques, par l'intermédiaire d'une couronne dentée. De nombreuses éoliennes comportent un système de blocage mécanique de la position de la nacelle suivant une orientation donnée : cela évite de solliciter constamment les moteurs et permet aussi de bloquer l'éolienne durant les opérations de maintenance. Le dispositif d'orientation comprend un compteur de tours, de manière à éviter de tordre inconsidérément le câble acheminant l'énergie électrique provenant de la génératrice jusqu'au pied de la tour. En effet, l'utilisation d'un collecteur tournant n'est guère envisageable au vu des intensités élevées qui transitent (parfois plusieurs centaines d'ampères). Au bout d'un certain nombre de tours de la nacelle, celle-ci est alors manœuvrée en sens inverse à l'aide des moteurs d'orientation pour dévriquer le câble. Celui-ci est généralement muni d'un interrupteur (actionné par la traction du câble résultant de son vrillage) qui empêche toute rotation supplémentaire de la nacelle en cas de défaillance du compteur.

■ Tour

Son rôle est d'une part de supporter l'ensemble rotor + nacelle pour éviter que les pales ne touchent le sol, mais aussi de placer le rotor à une hauteur suffisante, de manière à sortir autant que possible le rotor du gradient de vent qui existe à proximité du sol, améliorant ainsi la captation de l'énergie. Certains constructeurs proposent ainsi différentes hauteurs de tour pour un même ensemble rotor + nacelle de manière à s'adapter au mieux à différents sites d'implantation.

Trois grands types de tour peuvent se rencontrer :

- mât haubané : il est simple de construction mais s'adresse essentiellement aux machines de faible puissance. Une intervention au niveau de la nacelle nécessite en général de coucher le mât. Il présente toutefois l'avantage de pouvoir soustraire l'éolienne à des conditions météorologiques extrêmes (forte tempête, cyclone). L'emprise au sol du haubanage peut devenir un obstacle à son utilisation ;

- tour en treillis : son avantage essentiel est sa simplicité de construction, qui la rend attractive pour les pays en voie de développement. Pour des machines de grande taille, son aspect inesthétique devient un handicap certain ;

- tour tubulaire : bien que de construction plus complexe, elle a la faveur des constructeurs car elle permet d'abriter certains dispositifs de régulation ou de commande et apporte une protection évidente aux personnels chargés de la maintenance qui doivent grimper jusqu'à la nacelle (installation aisée d'une échelle voire d'un ascenseur intérieur). Son aspect esthétique est de plus un atout pour l'intégration visuelle harmonieuse de l'éolienne.

3. Principe de fonctionnement

3.1 Modélisation du vent

Avant de considérer le fonctionnement propre de la machine, il convient de définir la source d'énergie de l'éolien : le vent. Celui-ci peut être modélisé par une simple loi exponentielle jusqu'à des distributions spectrales et spatiales très complexes qui rendent compte de sa phénoménologie turbulente (figure 11).

La modélisation du vent est primordiale que ce soit pour :

- définir les conditions de fonctionnement de l'éolienne ;
- définir les sollicitations qui s'appliquent sur les pales ;
- développer et affiner la modélisation du rotor ;
- évaluer le potentiel d'énergie utilisable ;
- fournir une aide pour l'implantation de machines.

La caractérisation du vent (§ 7.1) sur différents sites a permis de réaliser les bases de données nécessaires à la validation des modèles et au développement de règles de certification (IEC *International Electrotechnical Commission*) et ce, pour des conditions climatiques variées.

3.1.1 Gradient de vent

La vitesse de référence est généralement la vitesse moyenne V_0 (observée sur dix minutes par exemple) à une hauteur de 10 m ou à la hauteur de la nacelle H_0 en amont de l'éolienne. La façon la plus simple pour déterminer la vitesse en toute position du disque rotor est de considérer un gradient de vent, ne dépendant que de l'altitude H , sous la forme :

$$V(H) = V_0 \left(\frac{H}{H_0} \right)^\alpha$$

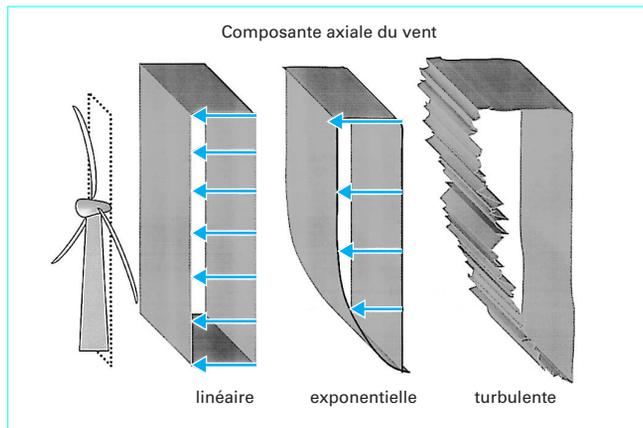


Figure 11 – Différentes approches du vent

avec α coefficient de rugosité du sol, compris entre 0,1 et 0,4.

De ce fait, plus le disque rotor sera placé haut, plus l'énergie susceptible d'être captée sera importante (car proportionnelle au cube de la vitesse) et moins l'éolienne sera affectée par l'effet de rugosité en amont de la machine.

3.1.2 Présence de la tour

Dans le cas des éoliennes « aval », la tour provoque un phénomène appelé « masque ». À chaque révolution, la pale perçoit une perturbation aérodynamique (phénomène en $1/\Omega$) qui se traduit donc par :

- un moindre rendement purement aérodynamique ;
- des sollicitations alternées qui peuvent être préjudiciables en terme de durée de vie (phénomène de fatigue).

Dans le cas des éoliennes « amont », la tour provoque un effet équivalent mais moindre dit de « barrage ». On peut le prendre en compte en modifiant la vitesse axiale $V(H)$, vue par un élément de pale, par :

$$V(x, y) = V(H) \left[1 + \left(\frac{D_t}{2} \right)^2 \frac{y^2 - x^2}{(y^2 + x^2)^2} \right]$$

avec D_t diamètre de la tour à l'altitude H de l'élément de pale,
 x, y position axiale (en avant de la tour) et longitudinale de l'élément de pale

pour une zone d'influence azimutale de $\pm 30^\circ$ autour de l'axe vertical de la tour.

3.1.3 Turbulence

Pour tenir compte de la nature turbulente du vent, on utilise les données statistiques mesurées. Des modèles stochastiques sont utilisés. On peut ainsi générer une distribution de vent turbulent par un processus gaussien. Le modèle spectral de Kaimal, par exemple, fournit la densité pour chaque composant de vitesse sous la forme (cf. norme IEC 1400 ; *Wind Turbine Generator system 1994*) :

$$\frac{S_k(f)}{\sigma_k^2} = \frac{4L_k}{V_0} \frac{1}{\left(1 + \frac{6fL_k}{V_0} \right)^{5/3}}$$

avec f (Hz) fréquence,
 k indice de la composante de vitesse,
 S_k ($m^2 \cdot s^{-1}$) densité spectrale,

$$\sigma_k \text{ (m} \cdot \text{s}^{-1}\text{)} \text{ déviation standard de la vitesse } \left(= \int_0^\infty S_k(f) df \right),$$

$$L_k \text{ (m)} \text{ paramètre de la vitesse.}$$

Des modélisations plus complexes et plus réalistes de la turbulence ont été élaborées, notamment le **modèle isotropique de Von Karman** ou le **tenseur spectral de Jacob Mann** (RISOE *National Laboratory*) avec linéarisation des équations Navier-Stokes.

3.1.4 Changements de vent

La simulation du fonctionnement du rotor doit aussi tenir compte des changements d'intensité (rafales) et de direction de vent. Le profil de ces changements est généralement modélisé de façon simpliste (par exemple par des fonctions en cosinus) mais acceptable en conditions normales. Lors de conditions extrêmes, ces changements peuvent être très rapides et de fortes amplitudes et conduire à des variations de charge correspondantes. Le profil des rafales, par exemple, offre un caractère très pointu, en contradiction avec les standards adoptés. Des modèles plus réalistes, basés sur les mesures probabilistes du vent, sont donc élaborés.

3.1.5 Modélisation 3D

Les derniers développements, pour prédire le potentiel en vent d'un site, se rapprochent maintenant des techniques utilisées en météorologie et s'adaptent pour descendre à l'échelle dite meso. La topographie et le domaine de calcul sont représentés par un maillage, avec taille et distribution de cellules variables, sur lesquels sont appliqués des solveurs d'écoulements 3D, basés sur un jeu complet d'équations Navier-Stokes avec conservation de l'énergie et modèles de turbulence associés.

3.2 Aérodynamique de la machine

Le rotor d'une éolienne fonctionne suivant le même principe que toute autre hélice ([BM 4 540], référence [4] pour les principes généraux). Les développements qui vont suivre s'attacheront à préciser les aspects, notations ou notions propres à l'univers de l'éolien.

3.2.1 Fonctionnement aéromoteur

Les modes de fonctionnement d'une hélice peuvent être représentés de la façon suivante (figure 12) :

Un élément de pale, situé à un rayon r , est soumis à un flux local de vitesse relative \vec{W} . Celui-ci engendre un moment M et une force résultante \vec{P} . Cette force peut se décomposer en une force de traction \vec{T} , suivant l'axe de l'hélice, et une force dans le plan rotor \vec{F} , responsable d'un couple $C = Fr$.

Le domaine A correspond à celui d'une hélice tractrice où l'énergie est fournie au fluide par l'élément de pale (avion). Lorsque la résultante \vec{P} se situe dans le domaine C, c'est le fluide qui fournit de l'énergie à la pale : on se trouve alors dans le cas d'un fonctionnement aéromoteur caractéristique des éoliennes.

3.2.2 Formule de Betz

Lorsque l'hélice est aéromotrice, le flux est ralenti au passage du disque rotor (figure 13) :

$$V_0 > V_1 > V_2$$

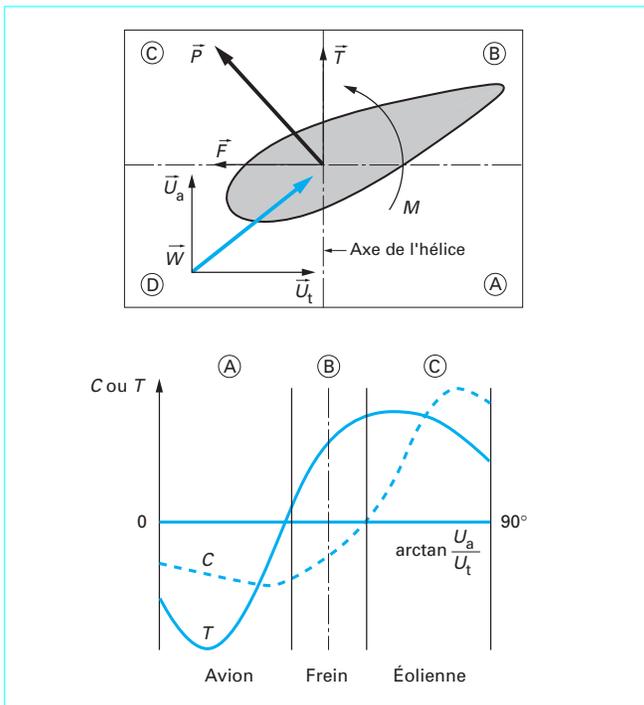


Figure 12 – Comportement d'une pale dans un flux

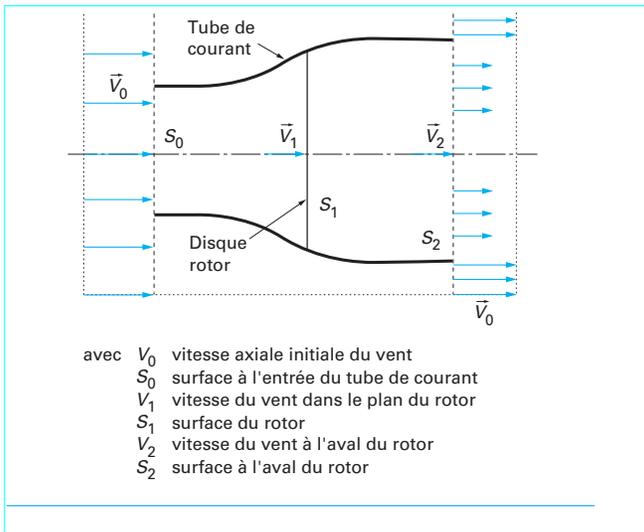


Figure 13 – Représentation du tube de courant

En appliquant la théorie de Froude (et les hypothèses associées), on obtient :

– pour la puissance absorbée par le rotor :

$$P = \rho S_1 V_1^2 (V_0 - V_2)$$

avec ρ ($\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$) masse volumique de l'air.

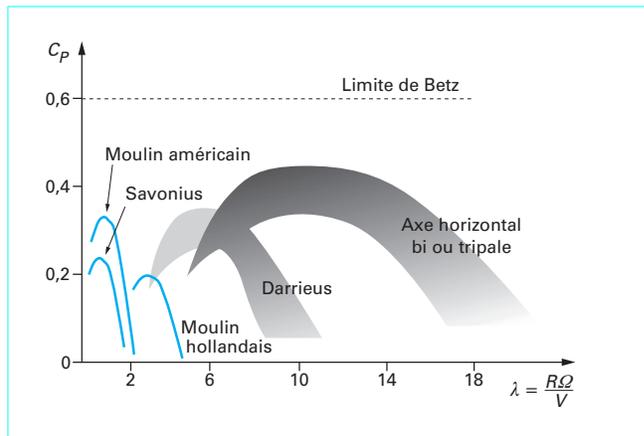


Figure 14 – Classement des types d'éolienne

– pour la variation de l'énergie cinétique par seconde de la masse d'air :

$$\Delta E_c = \frac{1}{2} \rho S_1 V_1 (V_0^2 - V_2^2)$$

$P = \Delta E_c$ donne :

$$V_1 = \frac{V_0 + V_2}{2} \text{ et l'expression de } P \text{ correspondante.}$$

L'étude de la variation de la puissance en fonction de la vitesse à l'aval, $\frac{dP}{dV_2}$, fournit une seule racine ayant un sens physique :

$$V_2 = \frac{V_0}{3}, \text{ correspondant au maximum de puissance.}$$

En définissant le **coefficient de puissance** $C_p = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho S_1 V_0^3}$, on aboutit à la limite de Betz, première personne ayant développé la théorie globale du moteur éolien à axe horizontal :

$$C_{P_{\max}} = \frac{16}{27} \approx 0,593$$

qui caractérise la limite maximale de l'énergie, due à la masse d'air amont, susceptible d'être captée par une éolienne.

Ce coefficient de puissance permet de classer les différents types d'éoliennes suivant leur nature (figure 14).

Il est donc à noter que les meilleures machines à axe horizontal, bipale ou tripale, se situent à 60-65 % de la limite de Betz : on ne récupère donc globalement que 40 % de l'énergie due au vent.

3.2.3 Modélisation du sillage

La manière la plus simple de modéliser une hélice est de la considérer comme un disque rotor : cela permet de réaliser des approches rapides mais, bien sûr, inexactes. De nombreux modèles analytiques, numériques, avec des corrections empiriques ou semi-empiriques ont été développés, que ce soit pour les hélices, les rotors d'hélicoptère ou les éoliennes.

La méthode la plus répandue se base sur la **théorie tourbillonnaire** (développée par **Glauert**, cf. [BM 4 540], référence [4]) à laquelle s'ajoutent des corrections telles que celles de **Prandtl**. Un tourbillon (figure 15) résulte de la compensation naturelle provoquée par la discontinuité de vitesse entre l'intrados et l'extrados d'un profil. On peut alors calculer des circulations puis des vitesses induites qui modifient les caractéristiques locales du vent vu par le profil.

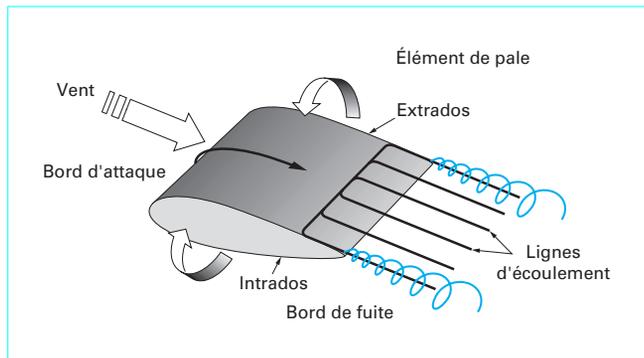


Figure 15 – Création de tourbillon

Le tourbillon d'extrémité de pale est très important. C'est un effet 3D qui est responsable de la chute de portance en extrémité.

Dans son ensemble, le sillage comporte des phénomènes de convection, d'expansion et de déviation ainsi que des interactions de pales avec les tourbillons émis auparavant.

Il est donc très complexe de le modéliser complètement. Le plus simple est de considérer un sillage dit « prescrit » où la géométrie de l'ensemble est figée sur les premiers tours (figure 16).

Enfin, certains développements utilisent maintenant un sillage dit libre.

3.3 Aérodélasticité

3.3.1 Sollicitations

Une éolienne est une machine permettant la transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique par conversion d'efforts d'origine aérodynamique en couple moteur. Cependant, les efforts aérodynamiques ne sont pas les seuls efforts à s'exercer sur une éolienne lors de son fonctionnement. Il faut également considérer les efforts d'origine inertielle (gravité, force centrifuge, efforts gyroscopiques) et les efforts d'origine élastique (déformations des pales). La prise en compte des interactions mutuelles de ces efforts — **aérodynamiques, inertiels et élastiques** — constitue l'étude aérodélasticité d'une éolienne.

Le but de cette présentation n'est pas de développer de manière exhaustive toutes les équations relatives à l'éolienne. Une description détaillée peut être trouvée dans certaines références [1] [2]. Il est également intéressant de souligner les fortes similitudes entre l'étude d'un rotor d'éolienne et celle d'un rotor d'hélicoptère, seul l'effet de la gravité étant communément négligé dans le cas de ce dernier. La littérature portant sur les hélicoptères peut donc être une aide significative pour mieux appréhender les équations gouvernant le comportement d'une éolienne.

3.3.2 Modélisation

L'ensemble d'une éolienne, pales, moyeu, arbres, multiplicateurs, génératrice, tour, peut être représenté comme illustré sur la figure 17. L'étude de certains sous-ensembles de ce modèle (ligne d'arbres, tour) n'est pas spécifique au cas des éoliennes et ne sera donc pas abordée ici. On se consacrera plus particulièrement au comportement des pales et aux sollicitations qu'elles transmettent au moyeu puis à l'ensemble de la machine.

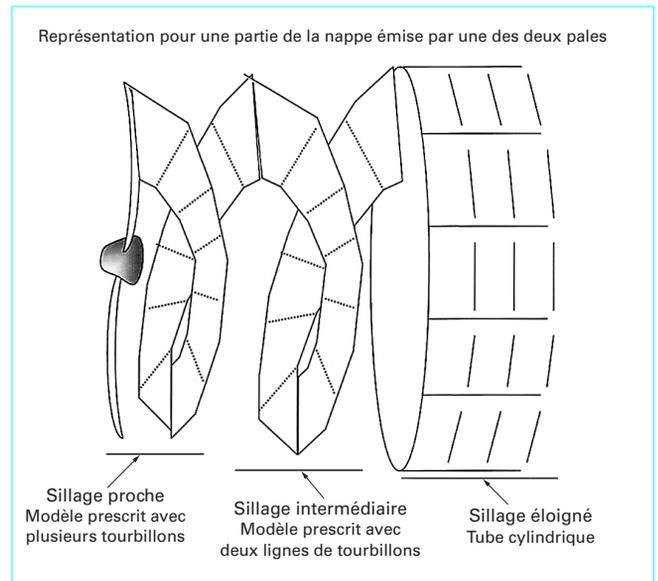


Figure 16 – Modèle de sillage en trois domaines

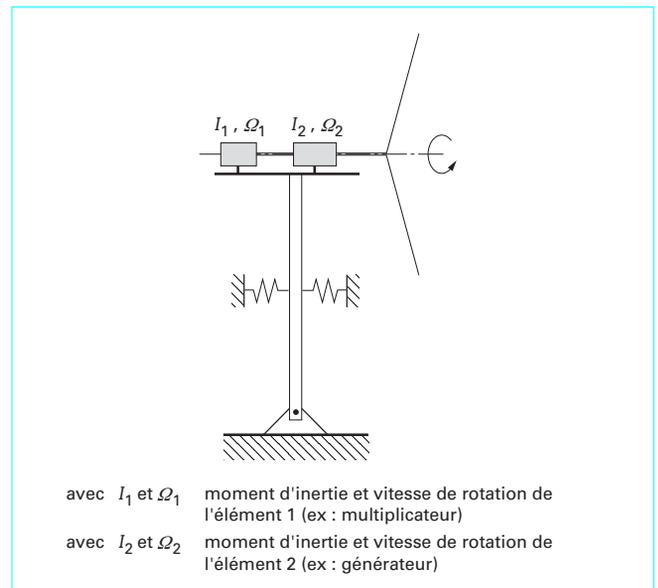


Figure 17 – Modélisation d'une éolienne

La figure 18 présente les angles et repères caractéristiques d'une éolienne.

3.3.3 Modes de pale

L'étude dynamique de structures élancées et souples telles que les pales fait généralement appel à des résolutions basées sur l'utilisation de modèles de type éléments finis. Ces derniers permettent une description détaillée du mouvement des pales en prenant en considération un nombre élevé de modes, éventuellement couplés, de la structure.

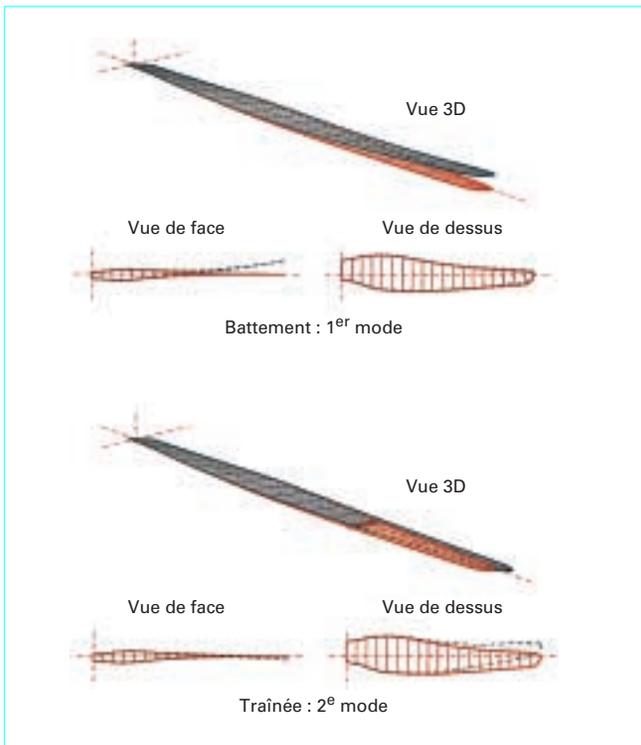


Figure 18 – Angles caractéristiques

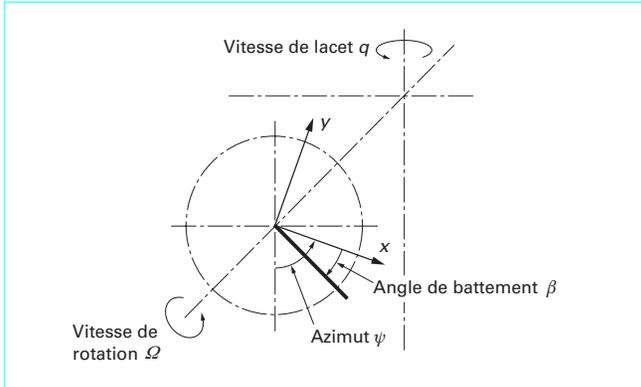


Figure 19 – Exemple de deux premiers modes encastrés

Une modélisation simplifiée est ici utilisée, faisant l'hypothèse que seuls les **premiers modes de flexion (battement, traînée) encastrés** d'une pale sont retenus (figure 19). De plus, un tel mode d'une pale réelle est approximé par le mode de corps rigide d'une pale articulée par l'intermédiaire d'un ressort (figure 20). On considère également que la masse de la pale équivalente est uniformément répartie en envergure.

3.3.4 Équations du mouvement d'une pale

Trois mouvements distincts sont à considérer dans le cas d'une pale d'éolienne : battement, traînée et torsion.

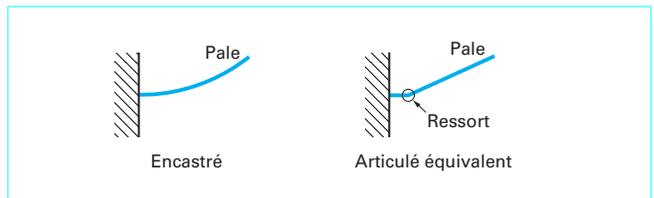


Figure 20 – Premier mode de flexion

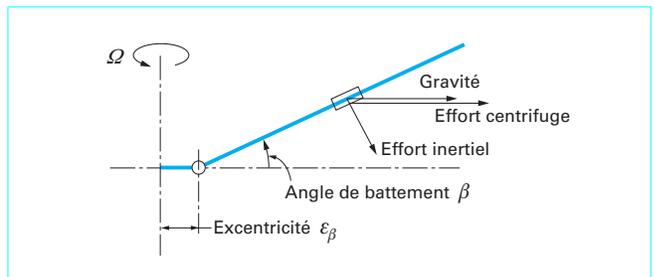


Figure 21 – Mouvement de battement

En dehors de l'influence des efforts aérodynamiques, la figure 21 présente les sollicitations auxquelles est soumis un élément d'une pale articulée en battement. Si l'on considère la réduction des moments au niveau de l'articulation et en faisant l'hypothèse que l'angle de battement reste petit, on obtient l'expression suivante qui décrit le **mouvement de battement** de la pale :

$$\ddot{\beta} + \Omega^2 \left[1 + \varepsilon_1 + \frac{G}{\Omega^2} \cos \psi \right] \beta + \frac{K_\beta}{I_b} \beta = 0$$

$$\text{avec } G = \frac{g M_p r_g}{I_b},$$

$$\varepsilon_1 = \frac{3\varepsilon_\beta}{2(1-\varepsilon_\beta)},$$

β, Ω et ψ définis sur la figure 18,

K_β raideur de l'articulation de battement,

I_b moment d'inertie en battement,

g accélération due à la pesanteur,

M_p masse d'une pale,

r_g rayon du centre de gravité de la pale,

ε_β excentricité de l'articulation de battement (ramenée au rayon R de la pale).

De la même manière (figure 22), on obtient l'équation du **mouvement de traînée** :

$$\ddot{\delta} + \left[\varepsilon_2 \Omega^2 + G \cos \psi + \frac{K_\delta}{I_b} \right] \delta - 2 \Omega \beta \dot{\beta} + G \sin \psi = 0$$

$$\text{avec } \varepsilon_2 = \frac{3\varepsilon_\delta}{2(1-\varepsilon_\delta)},$$

K_δ raideur de l'articulation de traînée,

ε_δ excentricité de l'articulation de traînée (ramenée au rayon R de la pale).

Enfin, l'équation du **mouvement en torsion** (figure 23) s'écrit :

$$\ddot{\theta} + \left[\Omega^2 + \frac{K_\theta}{I_t} \right] \theta = 0$$

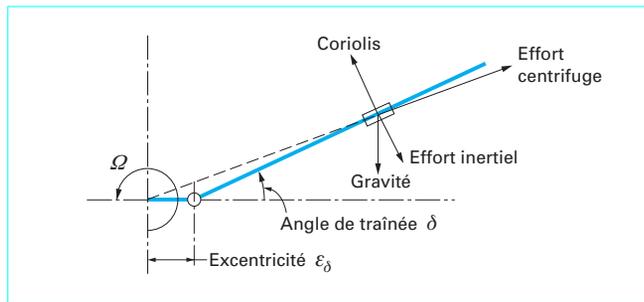


Figure 22 – Mouvement de traînée

avec θ angle de torsion,
 K_θ raideur de l'articulation de torsion,
 I_t moment d'inertie en torsion.

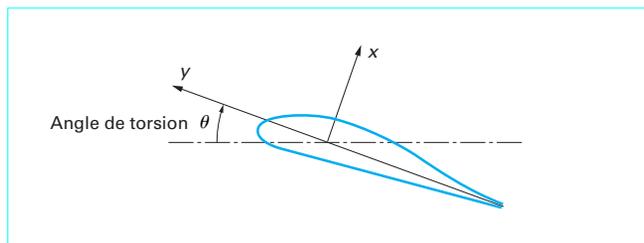


Figure 23 – Mouvement de torsion

En observant les termes de ces différentes équations, on peut faire les remarques suivantes :

- en l'absence d'excentricité, de gravité et de ressort d'articulation, la pale est animée d'un mouvement de battement dont la vitesse est égale à la vitesse de rotation de l'éolienne ;
- l'effet de l'excentricité conduit à une fréquence de battement supérieure à la fréquence de rotation. Par contre, en présence d'une excentricité, la fréquence de traînée est inférieure à la fréquence de rotation ;
- la présence du ressort augmente la fréquence du mouvement (battement, traînée, torsion).

On constate ainsi qu'en jouant sur quelques paramètres simples (excentricités, raideurs), il est possible de positionner les fréquences des premiers modes de la pale par rapport à la vitesse de rotation. Cela est particulièrement intéressant pour éviter des phénomènes de résonance avec certains modes du reste de la machine (tour, multiplicateur...).

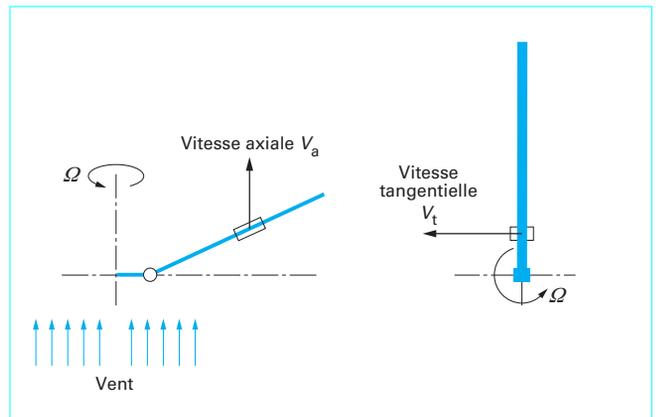


Figure 24 – Composantes de la vitesse

Un mouvement de lacet (par exemple de vitesse constante q du rotor autour de l'axe de la tour de l'éolienne crée des efforts gyroscopiques instationnaires dont l'influence, en négligeant les termes du second ordre, est exprimée ainsi sur les mouvements de battement et de torsion :

$$\ddot{\beta} + \Omega^2 \left[1 + \varepsilon_1 + \frac{K_\beta}{I_b \Omega^2} + \frac{G}{\Omega^2} \cos \psi \right] \beta = -2q \Omega \cos \psi$$

et :

$$\ddot{\theta} + \Omega^2 \left[1 + \frac{K_\theta}{I_t \Omega^2} \right] \theta = -q \Omega \sin \psi$$

L'effet du lacet apparaît donc comme un mouvement de période proportionnelle à la vitesse de lacet.

3.3.5 Effets de l'aérodynamique

Aux effets inertiels et élastiques, il convient désormais d'ajouter les efforts aérodynamiques s'exerçant sur les pales. On a vu précédemment que pour une section élémentaire de la pale, ces efforts dépendent de la vitesse incidente et de l'angle que fait la section avec cette vitesse, la vitesse incidente étant une combinaison de la vitesse relative du vent et de la vitesse de rotation de la machine. Il convient toutefois de prendre en compte des effets supplémentaires qui peuvent être le gradient de vent, une composante de vent de côté et l'influence d'un mouvement de lacet. Le tableau 2 décrit ainsi ces effets (au premier ordre) sur les composantes axiales et tangentielles de la vitesse pour une section de pale, illustrée sur la figure 24.

| Tableau 2 – Effets de la vitesse du vent | | |
|--|---|-------------------------|
| Type d'écoulement | Composante axiale | Composante tangentielle |
| Écoulement axial | $[V_0 - v_i] \cos \beta - r\dot{\beta}$ | Ωr |
| Vent de côté | $-U_0 \sin \beta \sin \psi$ | $-U_0 \cos \psi$ |

v_i vitesse axiale induite.
 U_0 vitesse du vent perpendiculaire à l'écoulement principal.
 K_1 gradient de vitesse axiale sur le disque rotor (hypothèse d'un gradient linéaire).
 ℓ distance entre le plan des pales et l'axe de la tour éolienne.
 r rayon d'une section élémentaire de la pale au centre du rotor.
 η position r/R .

Tableau 2 – Effets de la vitesse du vent (suite)

| Type d'écoulement | Composante axiale | Composante tangentielle |
|-------------------|---|---|
| Lacet | $-q\ell \sin\psi \sin\beta$ $-rq \sin\psi \cos\beta$ | $-rq \cos\psi \sin\beta$ $-q\ell \cos\psi \cos\beta$ |
| Gradient de vent | $-\eta K_1 V_0 \cos\beta \cos\psi$ | Rien au 1 ^{er} ordre |

v_i vitesse axiale induite.
 U_0 vitesse du vent perpendiculaire à l'écoulement principal.
 K_1 gradient de vitesse axiale sur le disque rotor (hypothèse d'un gradient linéaire).
 ℓ distance entre le plan des pales et l'axe de la tour éolienne.
 r rayon d'une section élémentaire de la pale au centre du rotor.
 η position r/R .

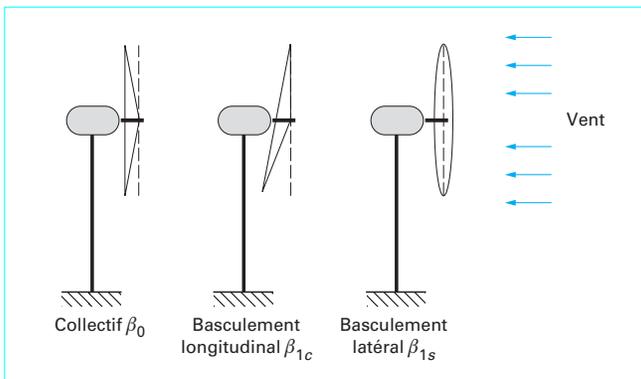


Figure 25 – Mouvements de battement

L'intégration des forces et moments correspondants le long de la pale permet alors de compléter les équations du mouvement du paragraphe 3.3.4. Leur développement mathématique est ici hors de propos. Néanmoins, la nature de ces équations permet de constater que les mouvements de la pale peuvent s'écrire sous la forme de séries de Fourier. Ainsi, le battement peut s'exprimer sous la forme :

$$\beta = \beta_0 + \beta_{1c} \cos\psi + \beta_{1s} \sin\psi + \beta_{2c} \cos 2\psi + \beta_{2s} \sin 2\psi \dots$$

En première approximation, on peut se limiter aux termes statiques et cycliques du premier ordre, qui permettent un premier dimensionnement de la machine et les interactions de base entre les différents mouvements. La figure 25 présente les déformées correspondantes du rotor en ce qui concerne le battement.

Toutefois, si l'on veut approfondir la connaissance du comportement de l'éolienne, la prise en compte de termes supplémentaires s'impose. Il faut cependant signaler que les termes de rang plus élevés ne représentent qu'environ 10 % des charges s'exerçant sur la machine.

3.3.6 Efforts sur le moyeu et la tour

Lorsque l'on veut procéder au dimensionnement d'une machine particulière, il est important de connaître son architecture. En effet, les efforts divers s'exerçant sur les pales de l'éolienne se transmettent au moyeu ; puis à la tour, de manière différente selon la technologie de rotor employée. Le tableau 3 présente succinctement les efforts engendrés par les pales sur le moyeu pour les trois architectures les plus courantes.

Dans le cas où seules les charges statiques et du premier ordre sont considérées, le passage du rotor au moyeu puis à la tour se

fait par simple sommation des sollicitations sur chaque pale puis transfert du repère tournant dans le repère fixe. Si des harmoniques plus élevés sont concernés, et selon le nombre de pales utilisé, il convient alors d'utiliser les formules habituelles de combinaisons des efforts et moments.

Il est important de souligner que les charges mentionnées dans les paragraphes 3.3.4 et 3.3.5 sont représentatives des efforts générés par le fonctionnement établi de l'éolienne. Un dimensionnement complet nécessite de considérer d'autres chargements tels que les phases de démarrage et d'arrêt, les charges subies lorsque le rotor est arrêté dans diverses configurations, les cas de pannes éventuels (orientation, survitesse...).

3.3.7 Instabilités

Les mouvements de pale présentés dans le paragraphe 3.3.4 ont été établis avec l'hypothèse que les modes des pales étaient parfaitement découplés, à savoir que le mode de battement par exemple ne comporte aucune composante de traînée ni de torsion. Dans la réalité, la géométrie d'une pale d'éolienne (vrillage) et sa structure (axe massique et élastique non confondus, voir encadré), font que les modes ne sont plus totalement découplés. Parmi les conséquences qu'entraîne cet état de fait, on trouve la possibilité de rencontrer des instabilités de fonctionnement, pouvant conduire dans certains cas à la destruction de la machine. Par ailleurs, la nature non linéaire et instationnaire des efforts aérodynamiques en fonction de l'angle d'incidence au moment du décrochage (mode de régulation de certaines machines) peut également entraîner des instabilités.

Axes d'une pale

- Pour une pale, on peut définir quatre axes remarquables :
- l'axe massique : ligne qui relie selon l'envergure le centre de gravité de chaque section de pale ;
 - l'axe élastique : ligne qui relie le point de chaque section où n'apparaît aucune torsion lorsque la pale est fléchie ;
 - l'axe aérodynamique : ligne qui relie le foyer aérodynamique de chaque section ;
 - l'axe de pas : axe mécanique du dispositif d'articulation de pas (si la pale en est munie).

Tableau 3 – Sollicitations vues du moyeu

| Sollicitation ramenée au pied d'une pale | Moyeu articulé | Moyeu en balancier | Pale encastrée |
|--|--|--|--|
| Moment de battement | Pas de moment transmis | Pas de moment transmis | Totalité du moment transmise |
| Effort de battement | Poussée sur une pale | Poussée totale du rotor sur le balancier | Poussée sur une pale |
| Moment de traînée | Pas de moment | Couple total du rotor transmis à l'arbre moteur | Couple d'une pale transmis |
| Effort de traînée | Efforts dans le plan de traînée générant un couple | Efforts dans le plan de traînée générant un couple | Efforts dans le plan de traînée générant un couple |
| Traction | Effort centrifuge | Effort centrifuge | Effort centrifuge |
| Torsion | Moment d'une pale | Moment du rotor | Moment d'une pale |

■ Couplage battement/traînée

Son origine se situe dans le couplage entre le moment dû à la force de Coriolis dans le plan des pales provenant de la vitesse de battement de la pale et la modification du moment centrifuge de battement, causée par la vitesse de déplacement en traînée de la pale. Les paramètres favorisant ce couplage sont de grands déplacements en traînée (synonymes de fortes charges sur les pales), une conicité de rotor prononcée, de grands déplacements en battement (provoqués par de fortes charges ou une grande flexibilité des pales) et une proximité des fréquences propres des premiers modes de traînée et de battement. De telles conditions peuvent notamment se rencontrer lors d'un passage en survitesse du rotor. L'amortissement dans le plan des pales (en traînée) étant naturellement peu élevé, ce type de couplage peut devenir destructif. Un remède consisterait à introduire artificiellement un amortissement (mécanique) supplémentaire.

■ Couplage torsion/traînée

Ce type de couplage peut se rencontrer de manière isolée ou en aggravation du couplage précédent. Lorsqu'une pale est soumise à des efforts aérodynamiques, elle se déforme en battement et en traînée. S'il n'y a pas de concordance entre l'axe élastique de la pale et l'axe aérodynamique, il y a apparition de moments de torsion. Dans certains cas, la combinaison de ces moments peut entraîner une augmentation de l'incidence et donc une divergence du phénomène. Une solution pour éviter ce couplage est de donner à la pale des caractéristiques de rigidité en battement et en traînée telles que les moments de torsion parasites décrits s'annulent mutuellement.

■ Flottement et divergence statique

Lorsqu'une pale (articulée ou encastrée) est animée d'un mouvement de battement, elle est soumise à des efforts inertiels qui s'appliquent le long de l'axe massique (lieu des centres de gravité). Parallèlement, la pale est soumise à des efforts aérodynamiques qui s'appliquent le long de l'axe aérodynamique (lieu des foyers). Dans le cas où ces axes ne coïncident pas, des moments de torsion sont alors introduits. Ces moments peuvent présenter des différences de phases, selon qu'ils sont proportionnels au déplacement, à la vitesse ou à l'accélération. Il peut en découler une augmentation substantielle de l'incidence de la pale. Celle-ci risque alors d'entrer dans le domaine du décrochage, ce qui peut éventuellement avoir une action stabilisante en raison de la brusque diminution des efforts aérodynamiques, la pale « flotte » alors autour de cette position.

La divergence statique se rencontre dans les conditions suivantes : la rigidité en torsion de la pale est très faible et la pale

est centrée arrière (axe massique situé nettement en arrière de l'axe élastique). Lorsque la pale est déformée en battement, l'effort centrifuge génère un moment de torsion qui est suffisant, en raison de la faible rigidité en torsion, pour provoquer une augmentation significative de l'angle d'incidence, pouvant amener le décrochage de la pale. Ce type d'oscillation peut se rencontrer par exemple dans le cas de rupture de la commande de pas d'une machine à pas variable dont les pales sont centrées arrière. Au cours d'un tour du rotor, la pale qui est alors « folle » autour de l'axe de pas (raideur nulle en torsion) décroche et sort du décrochage à la fréquence de rotation de l'éolienne.

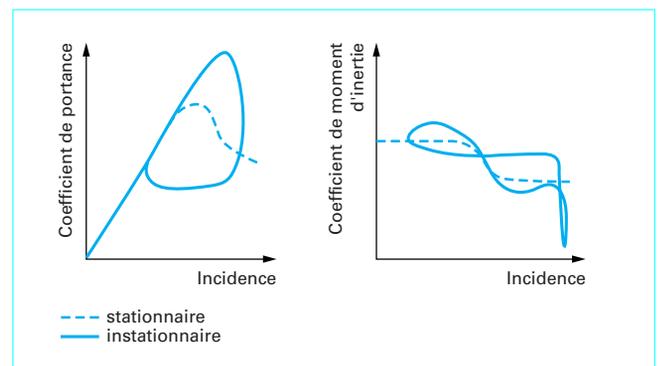


Figure 26 – Décrochage dynamique

■ Décrochage dynamique

On a vu précédemment que la portance statique développée par une section de pale présente en fonction de l'angle d'incidence un maximum, puis une décroissance plus ou moins rapide : c'est le phénomène du décrochage. Lorsque la pale est animée d'un mouvement de torsion, il y a une variation instationnaire de l'angle d'incidence, qui peut modifier le comportement aérodynamique de la pale au voisinage du décrochage (figure 26). On constate que le nouvel angle de décrochage est supérieur à l'angle statique, la portance maximale est donc majorée. Lorsque l'angle d'incidence diminue, on note alors une réduction supplémentaire de la portance, qui ne retrouve la valeur obtenue pour des conditions statiques qu'à une incidence inférieure (phénomène de retard). Le

moment aérodynamique subit lui aussi une altération de son comportement (figure 26).

Dans le cas d'une machine régulée au décrochage et dans des conditions de fonctionnement proches du décrochage, une modification rapide de la vitesse du vent (rafale) peut initier un mouvement d'oscillation en torsion, combinant les effets du décrochage dynamique (dû à la variation instationnaire de l'angle d'incidence), de la force centrifuge et de l'élasticité intrinsèque de la pale. La machine peut ainsi se trouver soumise à un phénomène entretenu, rarement divergent mais pouvant affecter la tenue en fatigue de la pale.

4. Conception du rotor

4.1 Type de moyeu

L'évolution des conceptions de moyeux a suivi la nécessité de réduire les charges induites par la structure tournante sur cet élément et sur la tour (cf. § 3.3).

Tableau 4 – Avantages et inconvénients des systèmes de régulation

| Thématique | Décrochage | Variation du pas |
|---------------------|---|--|
| Efficacité du rotor | Peut être un compromis | Optimal en théorie |
| Sécurité | Besoin de système annexe à très hautes vitesses | Système de protection en lui-même |
| Modélisation | Phénomène plus complexe | Phénomène plus simple |
| Coût | Moindre | Plus important (systèmes de contrôle additionnels) |

Ces deux derniers types de moyeux ne sont utilisés que pour les petites machines et quelques éoliennes de moyenne puissance. La tendance est de conserver un moyeu rigide et de diminuer les contraintes résultantes. Soit les pales restent rigides et l'on intercale un élément (composite) de déformation, soit les pales deviennent plus flexibles.

Un résumé des efforts transmis au moyeu par ces différentes architectures est donné par le tableau 3.

4.2 Nombre de pales

L'utilisation de rotor à trois pales est prédominante dans l'ensemble des machines de moyenne et grande puissance (> 30 kW), exploitées ou construites dans le monde soit environ 80 % du marché.

En terme de poids, une éolienne monopale doit être munie d'une masse inerte permettant l'équilibrage de la pale : elle est donc sensiblement équivalente à une machine bipale.

Dynamiquement, la configuration tripale est la plus équilibrée. Elle doit cependant accepter un chargement cyclique plus important.

Aérodynamiquement, les études montrent un léger avantage à posséder plusieurs pales (réduction des pertes d'extrémités). On augmente ainsi le coefficient de puissance d'environ 10 % en passant d'une pale à deux, de 3 % en passant de deux à trois, de 1 % en passant de trois à quatre, etc.

Le choix résulte donc d'un compromis entre l'efficacité aérodynamique du rotor, le poids, la dynamique des structures et le prix associé.

Trois grandes classes de moyeu dominant dans la conception des moyeux associés au rotor d'une éolienne.

Les **moyeux avec pales encastrées** ont la conception la plus simple et sont utilisés pour l'ensemble des machines de moyenne et grande puissance. Cette conception n'autorise pas de mouvement des pales (fixées généralement au moyeu par boulonnage) autre que leur flexion naturelle ou éventuellement la variation pilotée du pas (§ 4.3). L'ensemble des vibrations générées par le rotor est transmis au moyeu.

Pour réduire ces efforts et moments, et en particulier, l'important moment de battement, il est donc nécessaire d'introduire des degrés de liberté :

- les **moyeux en balancier** pour lesquels les deux pales rigides sont reliées entre elles et l'ensemble peut osciller autour d'axe perpendiculaire à l'axe de rotation. Cela permet d'annuler le moment de battement.

- les **moyeux articulés** dont les pales possèdent des degrés de liberté en battement et traînée. Les moments associés n'existent plus. En fonctionnement, le rotor s'équilibre grâce aux articulations de chaque pale. La complexité de ces articulations (nombre de pièces, coût) est la limite de cette technique (voir les techniques appliquées aux hélicoptères).

À cela s'ajoute la notion subjective de perception de l'éolienne (impact visuel, § 7.2) qui semble plus harmonieuse dans son fonctionnement avec une tripale.

4.3 Régulation

Deux principes majeurs se disputent le marché pour la régulation des éoliennes de moyenne et grande puissances : le décrochage et le contrôle de pas.

La **régulation par décrochage** a l'avantage d'utiliser les propriétés naturelles de la conception du rotor (voir § 3.3.7) sans avoir besoin de rajouter de systèmes ou mécanismes supplémentaires. Quand la vitesse du vent augmente, le profil décroche progressivement tout au long d'une partie de la pale provoquant une perte d'efficacité du rotor. L'inconvénient principal provient d'une répartition de profil qui est figée à la conception pour permettre le décrochage et qui peut donc entraîner une diminution de l'efficacité du rotor sur l'ensemble de la plage de vitesse utile. La maîtrise du décrochage lui-même nécessite une bonne connaissance et modélisation du phénomène.

La **régulation par contrôle de pas** est de ce fait un principe plus simple. Lorsque les conditions de vent l'exigent, on opère une rotation d'une partie ou de l'ensemble de la pale autour de son axe de pas. La modification de l'angle de l'écoulement sur les profils réduit la portance associée. L'inconvénient principal provient alors de la nécessité d'avoir un dispositif de mise en pas des pales et un système de contrôle associé, d'où une complexité et un coût supplémentaire.

En terme de bilan (tableau 4), le contrôle par décrochage s'impose légèrement et représente d'ailleurs 60 % des conceptions actuelles d'éoliennes.

4.4 Sécurité

Les éoliennes possèdent différentes possibilités pour sécuriser leur fonctionnement. Les moyens sont mis en action soit de façon automatique soit de façon manuelle. Généralement, une éolienne comprend au moins deux systèmes indépendants, mécaniques et aérodynamiques qui se complètent.

Ces systèmes protègent l'aérogénérateur en limitant la puissance (pour des vitesses de vent classiquement supérieures à 25 m/s) ou en cas de risques d'emballlement du rotor (tempêtes etc). Ils permettent aussi de protéger les personnes réalisant les travaux de maintenance par immobilisation du rotor.

Les moyens aérodynamiques comportent :

- la mise en drapeau des pales par variation du pas ;
- la mise en rotation des extrémités de pale pour certaines machines ;
- l'utilisation de la régulation par décrochage jusqu'à un certain domaine de vitesse ;
- un empennage (ou surface aérodynamique) qui oriente le rotor dans le lit du vent et réduit ainsi la surface offerte.

Le frein mécanique sur l'arbre secondaire (figure 10) est très largement répandu. Il permet de suppléer une défaillance éventuelle du système de freinage aérodynamique. Il peut être activé automatiquement par le contrôleur électronique ou manuellement par un opérateur. Cependant, pour des éoliennes de petites ou moyennes puissances, il existe en complément différents systèmes tels que :

- l'abaissement du mât et du générateur ;
- le repliage des pales ;
- les régulateurs masse-ressort qui agissent sous l'effet de la force centrifuge.

5. Pales

5.1 Dimensionnement

La pale d'une éolienne est en réalité le véritable capteur de l'énergie présente dans le vent. De ses performances dépend la production d'énergie de l'installation, puis par conséquent l'intérêt économique de la machine.

La conception d'une pale doit faire appel à un compromis délicat entre le rendement aérodynamique, la légèreté, la résistance statique, la tenue en fatigue.

Ainsi le choix des profils, leur répartition en envergure, la forme en plan (évolution de la corde en fonction de l'envergure) et le vrillage de la pale doivent être soigneusement étudiés. Par exemple, selon le type de régulation choisi et selon la taille de l'éolienne, le vrillage pourra différer significativement d'une machine à l'autre. Pour une machine de grande taille à pas variable, on pourra envisager de démarrer la rotation en s'aidant du générateur utilisé en moteur. Par contre, pour une petite éolienne régulée au décrochage, le vrillage, notamment au pied de la pale, devra permettre un démarrage autonome de la machine. À ces contraintes s'ajoutent bien évidemment les critères relatifs au vent que la machine devra « utiliser ». Les constructeurs sont ainsi amenés à proposer différents types de pales pour une même puissance en fonction de la vitesse moyenne rencontrée sur les sites d'implantation.

Après le choix d'une première configuration aérodynamique, il faut concevoir une structure résistante et légère. Là encore, les

conditions de vent (vitesses, taux de turbulence) influent sur la conception (charges extrêmes, tenue en fatigue).

On s'aperçoit donc aisément que la conception d'une pale est en fait un procédé itératif avec de nombreux paramètres et de nombreuses contraintes. Il est indéniable que l'apparition de logiciels de calcul évolués associés à des optimiseurs facilite grandement la tâche du concepteur.

5.2 Construction

Du fait de la ressemblance entre une pale d'éolienne et une aile d'avion, il n'est pas étonnant que les techniques de construction et les matériaux utilisés pour les pales soient relativement proches de l'aéronautique.

Les techniques de bois entoilé des moulins à vent ont fait place dans un premier temps à la construction métallique (alliages légers, inox), mis en œuvre par l'intermédiaire de structures à base de longeron et de nervures, recouverts par un revêtement de faible épaisseur. Outre l'inconvénient d'une masse structurale peu favorable, de telles pales sont sensibles aux sollicitations alternées (fatigue), particulièrement dans le cas d'assemblages par rivets. C'est pourquoi cette technique n'est quasiment plus retenue de nos jours.

Il est à noter que le bois est encore utilisé, sous la forme de lamellé-collé principalement, mais cette technique n'est guère employée pour les éoliennes de grande taille.

Assez rapidement, les matériaux composites à base de fibres de verre imprégnées de résines polyester ou époxyde se sont généralisés. Depuis quelques années, les fibres de carbone ont également fait leur apparition. Les caractéristiques mécaniques de ces dernières sont bien sûr très intéressantes (rapport rigidité/masse très favorable), mais leur prix élevé comparé à celui de la fibre de verre tend à restreindre leur emploi aux machines à hautes performances. Les matériaux composites sont habituellement mis en œuvre par imprégnation manuelle ou automatisée de tissus secs, par utilisation de produits préimprégnés ou, plus récemment, par moulage par transfert (RTM *Resin Transfer Molding*). Les structures de pales composites peuvent faire appel à un ou plusieurs longerons recouverts d'une peau, les parties creuses étant éventuellement remplies de mousse, ou à une configuration multicoussons à noyaux de polystyrène expansé ou de mousse. La figure 27 présente quelques exemples de structures en fonction des matériaux utilisés.

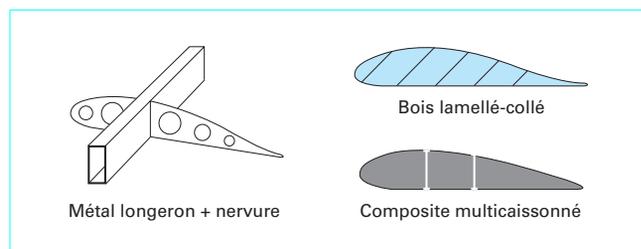


Figure 27 – Exemples de structures de pale

Enfin, il faut mentionner que les pales incorporent souvent des dispositifs mécaniques particuliers tels que volets, aérofreins, extrémités articulées, ayant pour but le contrôle de la vitesse de rotation de la machine et freinage aérodynamique du rotor.

5.3 Conditions d'utilisation

■ Durée de vie

Comme évoqué (§ 5.1), les pales d'une éolienne sont dimensionnées de manière à résister aux sollicitations aérodynamiques et mécaniques, qu'elles soient statiques ou dynamiques. D'autres facteurs doivent être pris en considération lors de l'élaboration d'une pale, comme la résistance à l'abrasion (poussières charriées par le vent, pluie, grêle), la corrosion chimique (embruns maritimes, rayonnement UV). Ces spécifications sont d'autant plus contraignantes que la durée de vie prévue pour une pale est de l'ordre de vingt ans. Bien évidemment, des contrôles sont effectués régulièrement pour s'assurer de l'intégrité des pales d'une machine, mais ces opérations peuvent se révéler délicates dans le cas d'installations off-shore par exemple. C'est pourquoi, on constate actuellement le développement de l'application de méthodes de contrôle de santé et de maintenance prédictive à l'aide de capteurs noyés dans les pales (jauges de déformations classiques ou par interférométrie optique).

■ Givrage

Une des utilisations des éoliennes est la production d'énergie électrique dans des zones isolées. Cela peut nécessiter l'adoption de systèmes particuliers, par exemple lorsque l'implantation se fait dans une région au climat froid (Europe du Nord, Canada, Alaska...). Le phénomène de givrage des pales doit alors être attentivement considéré. Non seulement l'accumulation de givre sur les pales dégrade significativement le rendement aérodynamique de celles-ci (l'accrétion de glace étant favorisée par la rotation), mais la masse de glace ajoutée en conditions givrantes sévères peut amener à la rupture statique d'une pale. Le remède ne consiste donc pas éventuellement à immobiliser le rotor lorsque ce type de conditions météorologiques prévaut, mais à munir la machine d'un dispositif de dégivrage à l'instar de ceux que l'on trouve habituellement sur les avions ou les hélicoptères, à base de résistances chauffantes électriques noyées dans les pales. C'est pourquoi la majorité des constructeurs propose des versions dégivrées de leurs pales.

■ Foudroiement

Une éolienne étant par définition une construction d'une hauteur importante érigée sur une surface dégagée, la possibilité d'un foudroiement n'est pas à exclure au cours de son utilisation. Une telle éventualité est particulièrement sensible lorsque des pales en fibres de carbone sont utilisées, en raison de la très forte conductivité électrique de ce matériau. Cela impose de munir les pales lors de leur construction de dispositifs (treillis métallique noyé dans la structure par exemple) permettant autant que faire se peut de protéger la machine et plus particulièrement l'installation de génération et de contrôle.

6. Génération de puissance

Comme évoqué (§ 2.3), les deux principales utilisations de la puissance électrique produite par une éolienne sont soit la charge d'accumulateurs, soit la connection à un réseau de distribution. Si une dynamo à courant continu ou un alternateur monophasé muni d'un redresseur conviennent parfaitement dans le cas de la recharge de batteries, on conçoit aisément que la génération de puissance électrique en raccordement sur un réseau existant pose un certain nombre de problèmes. Il est en effet primordial d'éviter toute interaction néfaste entre production et consommation.

Les réseaux de distribution fonctionnent généralement sur le principe du courant alternatif à trois phases. Certaines différences peuvent toutefois se rencontrer, comme par exemple la fréquence

du courant (60 Hz aux États-Unis, 50 Hz dans la majeure partie du monde). Les constructeurs doivent donc pouvoir proposer des machines adaptées aux divers marchés.

Voici donc une présentation succincte de différents types de générateurs électriques que l'on peut trouver sur des éoliennes, et des modes de raccordement au réseau.

6.1 Générateur synchrone

Le principe de fonctionnement est basé sur la création d'une variation de flux magnétique par la rotation d'un aimant (nommé **rotor**) passant devant les faces de trois bobines fixes (appelées **stator**) alimentées par le réseau (figure 28). Cette variation provoque l'apparition d'une force électromotrice d'induction dans chacune des bobines, créant ainsi un courant triphasé. Dans ce type de générateur, la rotation de l'aimant, entraîné par le rotor de l'éolienne, doit être synchrone avec l'excitation des bobines, d'où son appellation.

Les générateurs synchrones à aimant permanent sont assez peu utilisés dans les éoliennes d'une part du fait du prix relativement élevé de tels aimants (constitués de terres rares) et d'autre part en raison de la démagnétisation progressive qui découle de l'utilisation de ces aimants en présence de champs magnétiques intenses régnant dans le générateur. Les constructeurs préfèrent donc employer des générateurs synchrones à électroaimants, qui sont alimentés en courant continu obtenu après redressement du courant alternatif du réseau et transmis au rotor par l'intermédiaire d'un système de collecteur tournant.

En faisant varier le nombre de pôles magnétiques du rotor d'un générateur synchrone (figure 29), on fait également varier sa vitesse de synchronisation selon la formule suivante pour un réseau fonctionnant sous 50 Hz :

$$\text{Vitesse (tr/min)} = 6\,000 / \text{nombre de pôles}$$

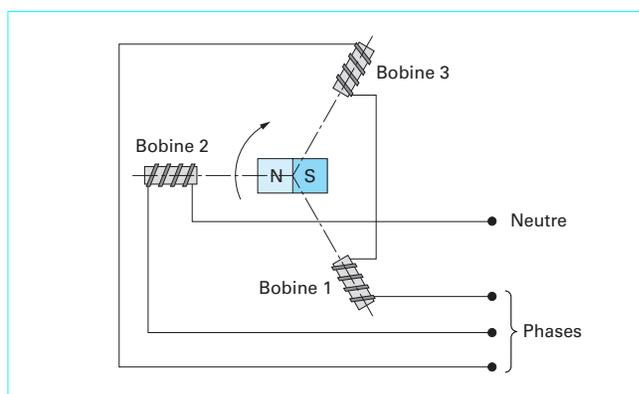


Figure 28 – Principe du générateur synchrone

Le nombre de pôles du générateur influe directement sur sa taille, et il faut mentionner que le couple moteur supportable par un générateur dépend de son volume. Pour une éolienne de puissance donnée, on a donc le choix entre un petit générateur (à faible nombre de pôles) tournant à grande vitesse et un gros générateur (présentant un grand nombre de pôles) tournant plus lentement. Habituellement, les générateurs à quatre ou six pôles ont la préférence des constructeurs car leur encombrement permet des économies au niveau de la taille de la nacelle qui doit les accueillir.

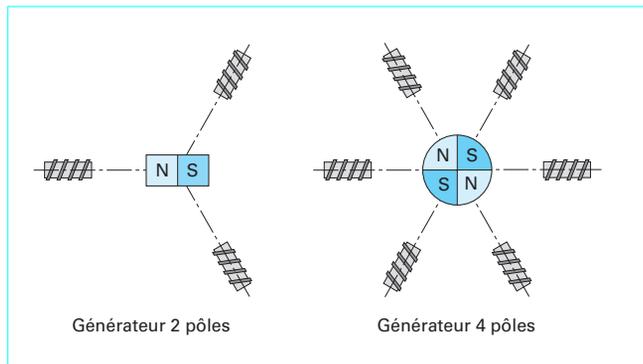


Figure 29 – Variation du nombre de pôles

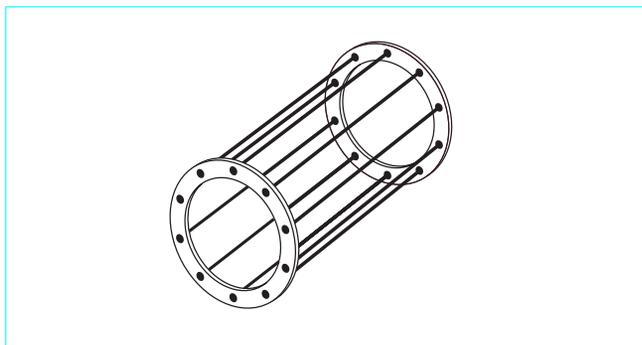


Figure 30 – Conducteur du rotor en cage d'écureuil

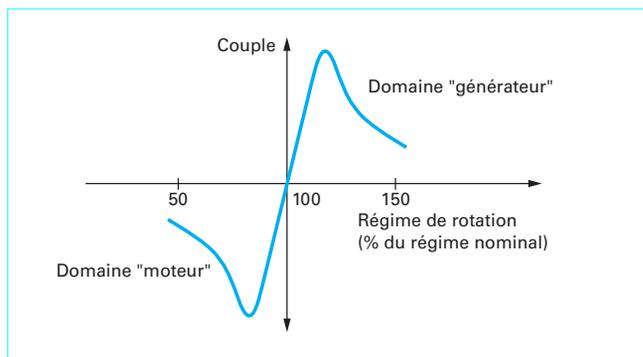


Figure 31 – Glissement d'un générateur asynchrone

6.2 Générateur asynchrone

Pour ce type de générateur, l'aimant tournant du rotor est remplacé par une structure métallique (appelée communément « cage d'écureuil », voir figure 30), dans laquelle le champ tournant dans les bobines extérieures crée des courants de Foucault (phénomène d'induction), le rotor développant ainsi son propre champ magnétique. Lorsque ce générateur est connecté au réseau, il se met à tourner à une vitesse légèrement inférieure à la vitesse de rotation du champ magnétique dans le stator (fonctionnement de type « moteur »). Si la vitesse de rotation du rotor devient égale

(synchrone) à celle du champ magnétique, aucune induction n'apparaît dans le rotor, et donc aucune interaction avec le stator. Enfin, si la vitesse de rotation du rotor est légèrement supérieure à celle du champ magnétique du stator, il se développe alors une force électromagnétique similaire à celle obtenue avec un générateur synchrone. La différence (adimensionnée) entre la vitesse de rotation du rotor et la vitesse de rotation du champ magnétique est appelée **glissement**, sa valeur ne dépassant pas en pratique quelques pour-cent. Pour une augmentation limitée de la vitesse de rotation de l'éolienne, le couple et donc la puissance fournis sont proportionnels au glissement. Toutefois, à partir d'une certaine vitesse de rotation, une diminution sensible du flux dans le générateur se produit, ce qui nécessite plus de courant pour un couple équivalent. Passée une valeur maximale de couple, une diminution du couple et donc de la puissance est observée (figure 31). Il est dangereux que l'éolienne soit amenée à fonctionner dans cette zone, car d'une part la diminution du couple résistant pourrait entraîner une survitesse de la machine et d'autre part la dissipation de puissance dans le générateur risquerait d'endommager certains éléments par surchauffe. Il faut souligner l'intérêt de ce type de fonctionnement du générateur asynchrone car il permet à l'éolienne de subir de faibles variations ponctuelles de la vitesse du vent (rafales) sans solliciter exagérément la transmission (multiplicateur notamment).

Le générateur asynchrone est assez peu adapté pour une éolienne destinée à être utilisée sur un site isolé. En effet, on a vu que les bobines constituant le stator doivent être alimentées de manière à créer le champ magnétique dans le rotor. De plus, ce dernier doit posséder des caractéristiques de rémanence magnétique pour assurer un démarrage correct de la production d'énergie. Si le réseau n'est pas présent comme source de courant, il faut alors envisager l'utilisation de batteries de condensateurs ou d'un dispositif annexe (batteries, groupe Diesel + alternateur) pour pouvoir démarrer la production d'électricité.

6.3 Générateur à vitesse variable

L'intérêt de l'utilisation d'un générateur à vitesse de rotation variable est indéniable car elle permettrait d'augmenter la production de puissance électrique, du fait de la possibilité pour le générateur de fonctionner correctement pour une large gamme de vitesses de vent.

Une première solution est d'équiper l'éolienne de **deux générateurs**, un petit pour les faibles vitesses de vent, et un plus conséquent pour des vitesses plus élevées. Cela complique néanmoins la construction de la machine, augmente la masse embarquée dans la nacelle et les bénéfices économiques éventuels doivent être précisément analysés.

Une autre solution est également disponible sous la forme de générateurs dont le câblage du stator peut être changé de manière à faire **varier le nombre de pôles**. On dispose ainsi d'un générateur deux en un. Cette disposition est par exemple utilisée sur certaines éoliennes de manière à proposer deux régimes de rotation, l'un rapide en journée, l'autre plus lent la nuit, ce qui a pour conséquence intéressante de diminuer les nuisances sonores.

Dans le cas du générateur asynchrone, on a vu que le glissement permet une certaine variation de la vitesse de rotation de l'éolienne. Le glissement dépend en fait de la résistance interne du rotor. Si cette résistance interne augmente, le glissement autorisé augmente également (figure 32). Il existe donc des générateurs dont le rotor est muni de **résistances électriques** qui sont **connectables** lorsque l'éolienne fonctionne, permettant ainsi d'ajuster les conditions de glissement aux conditions de vent, dans une certaine plage évidemment.

Une autre approche consiste à connecter l'éolienne au réseau par l'intermédiaire d'un **dispositif électronique** (figure 33). Le générateur, synchrone ou asynchrone, produit du courant alternatif

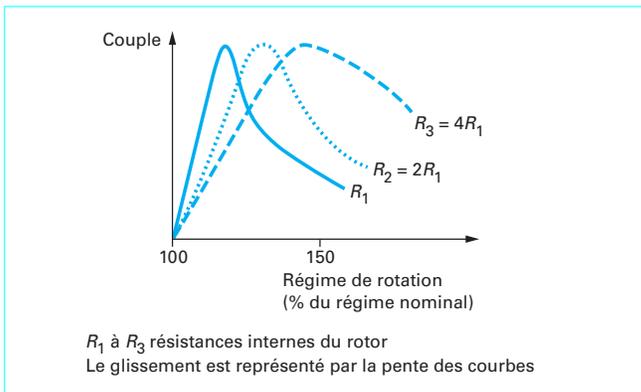


Figure 32 – Influence de la résistance interne du rotor sur le glissement

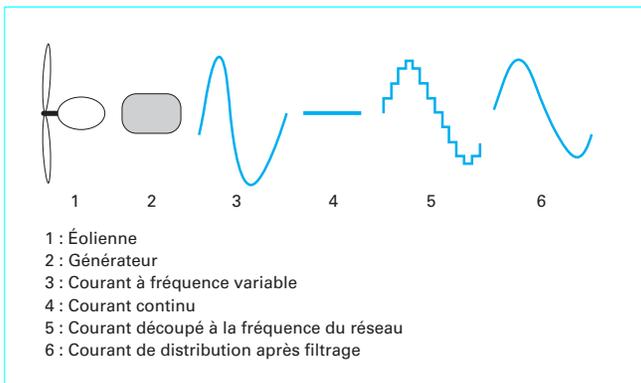


Figure 33 – Principe du raccordement indirect

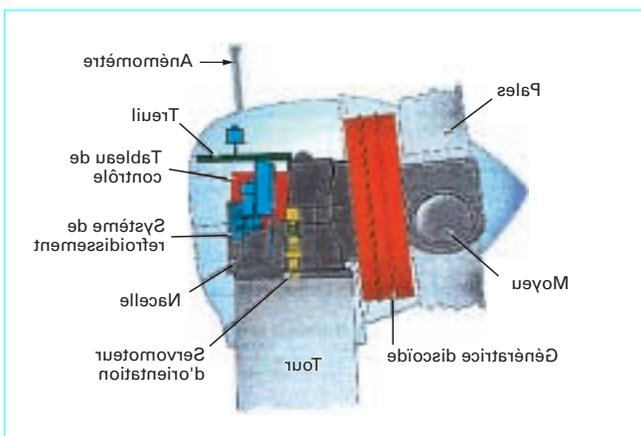


Figure 34 – Coupe d'une nacelle avec génératrice discoïde

sur son propre sous-réseau. La fréquence de ce dernier est ajustée électroniquement pour s'adapter au mieux aux conditions de vent (vitesse de synchronisme ou zone de glissement). Le courant à fréquence variable ainsi produit est d'abord transformé en courant continu, puis celui-ci est découpé et filtré pour pouvoir être injecté

sur le réseau de distribution. Une telle configuration permet d'absorber les rafales, en stockant l'énergie cinétique supplémentaire sous la forme d'énergie de rotation de l'éolienne (augmentation de la vitesse de rotation). Elle diminue également les sollicitations mécaniques sur la transmission, les pales, la tour (réduction du phénomène de fatigue). Les différents inconvénients de ce système sont le coût, le taux de pannes qui peut être plus élevé et les pertes électriques dans les différents étages de connexion au réseau. Là encore, une étude économique approfondie est nécessaire avant d'adopter ce type d'installation.

Enfin, une dernière solution (figure A et figure 34) est l'utilisation d'une **génératrice synchrone multipôle à aimants permanents, de type discoïde à flux axial**. Ce type de générateur à attaque directe permet notamment de s'affranchir d'un multiplicateur de vitesse.

6.4 Raccordement au réseau

Une fois l'énergie électrique produite par l'éolienne, il s'agit ensuite de la transmettre au réseau de distribution. Typiquement, pour les machines d'une puissance supérieure à 100 kW, la tension en sortie de l'éolienne est de l'ordre de quelques centaines de volts. Il est donc souvent nécessaire de disposer sur le site de production d'un transformateur élévateur de tension qui permette de se raccorder au réseau (10 000 ou 15 000 V pour les lignes urbaines, 60 000 V pour les lignes régionales).

Pendant, le raccordement au réseau doit prendre en compte certaines particularités de l'éolienne par rapport à d'autres modes de production d'énergie électrique. Il s'agit notamment de toutes les phases transitoires du fonctionnement (démarrage, arrêt, absorption des rafales), qui du fait de la nature fluctuante du vent peuvent survenir assez souvent.

Qu'une éolienne soit équipée d'un générateur synchrone ou asynchrone, il est essentiel que la production d'électricité débute lorsque la machine tourne à un régime fixé. Le démarrage du rotor de l'éolienne peut être soit autonome, soit assisté par le générateur qui fonctionne alors en moteur, puisant son énergie dans le réseau. Lorsque la vitesse de rotation désirée est atteinte, la connection de la machine au réseau doit se faire progressivement. Dans le cas contraire, il y a risque de provoquer un appel de courant sur le réseau (magnétisation du stator) suivi d'un pic de courant (début de production). Par ailleurs, si la connection se fait brusquement, elle est vue par la machine comme une brutale action sur le frein mécanique, avec toutes les conséquences que l'on peut imaginer sur la ligne d'arbre, le multiplicateur... Grâce à l'emploi de thyristors, la connection (et la déconnection) au réseau peut se faire très progressivement. Lorsque la machine est en fonctionnement établi, il est généralement possible de transférer l'énergie produite par l'éolienne par un simple interrupteur, de manière à s'affranchir des pertes internes des thyristors (quelques pour-cent).

On a déjà vu qu'un générateur asynchrone pouvait sans peine absorber de petites variations de vent. Si celles-ci venaient à devenir trop importantes, il faut alors déconnecter le générateur du réseau. Cela s'accompagne d'une forte variation du couple résistant de l'éolienne, et le contrôle de la vitesse de rotation des pales doit être parfaitement maîtrisé pour éviter toute survitesse (utilisation de freinage aérodynamique, mécanique). En cas de fluctuations répétées, les opérations de déconnection/reconnection ne doivent pas dépasser une certaine fréquence, sous peine de provoquer des échauffements dangereux dans le générateur.

Une autre configuration délicate à gérer est celle où la branche du réseau de distribution sur lequel une éolienne fournit de la puissance vient à être déconnectée de ce réseau (incident sur une ligne par exemple). Lorsque la connection pourra être rétablie, il y a risque que le courant venant de l'éolienne et le courant du réseau ne soient plus en phase. Dans ces conditions, la reconnection de l'éolienne peut entraîner des variations de couples très importan-

tes, occasionnant des dommages à la transmission (multiplicateur et au générateur. Ce type de situation peut toutefois aisément être géré par un contrôleur électronique qui surveille en permanence la cohérence de phase entre le courant produit et le courant du réseau.

On constate ainsi que les progrès effectués dans le domaine de la régulation électronique et l'utilisation de puissants microprocesseurs permettent d'exploiter au mieux les capacités de production d'une éolienne moderne.

6.5 Choix du rapport de multiplication

Comme évoqué précédemment, la vitesse de rotation du générateur d'une éolienne dépend du nombre de pôles qu'il comprend. Un générateur devra tourner à 1 500 tr/min s'il possède quatre pôles, 750 tr/min si huit pôles... On constate qu'il y a une très forte différence entre la vitesse de rotation des pales de la machine (environ 40 tr/min pour une machine de 40 m de diamètre) et le régime de rotation nécessaire au bon fonctionnement du générateur. La présence d'un multiplicateur s'impose donc entre le rotor de l'éolienne et le générateur. Le rapport de ce multiplicateur doit être choisi de façon à ce que la production d'énergie soit maximale pour une large gamme de vitesse de vent. Le choix peut s'effectuer à l'aide du graphique présenté sur la figure 35. Le réseau de courbes représente la puissance mécanique développée par le rotor de l'éolienne en fonction de sa vitesse de rotation pour différentes vitesses de vent. La courbe repérée PM joint les points de puissance maximale. La courbe repérée G illustre la puissance produite par le générateur (cette courbe est ici légèrement inclinée pour tenir compte du glissement d'un générateur asynchrone). Le rapport de multiplication K est donc choisi pour que la courbe G/K soit la plus proche possible de la courbe PM.

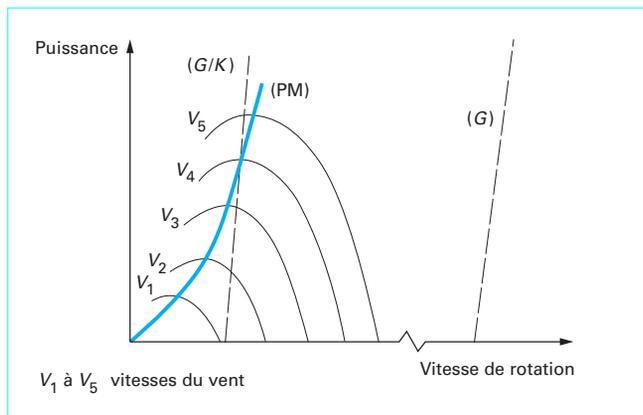


Figure 35 - Rapport du multiplicateur

6.6 Courbe de puissance de l'éolienne

Une fois le rapport de multiplicateur choisi, on peut établir, toujours à partir de la figure 35, la courbe classée de puissance électrique de l'éolienne considérée, en relevant les points d'intersection entre la courbe G/K et le réseau de courbes de puissance. On en déduit alors la courbe de puissance électrique en fonction de la vitesse du vent. En combinant cette courbe avec la courbe des vitesses classées du vent, on peut graphiquement obtenir la courbe classée de puissance (figure 36). L'aire bleutée est proportionnelle à l'énergie produite.

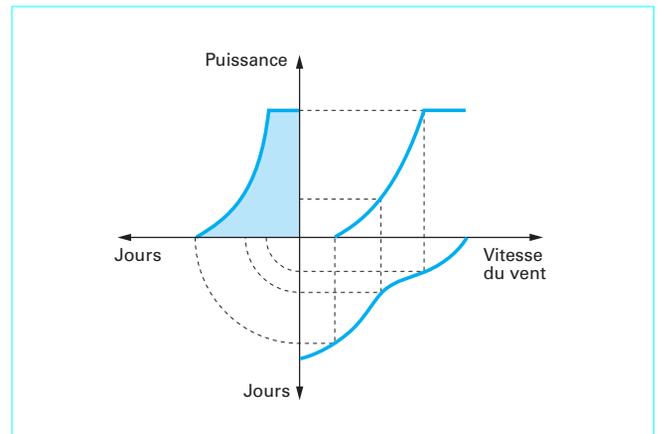


Figure 36 - Courbe classée de puissance

7. Implantation sur site

7.1 Caractérisation du vent

Que ce soit pour valider les différents modèles de vent développés ou pour fournir une aide à la décision dans l'implantation de machines sur un site donné, il est nécessaire de procéder à une caractérisation du vent.

Les mesures s'effectuent généralement à l'aide d'un ou plusieurs mâts pourvus d'anémomètres, répartis sur la hauteur et qui fournissent l'intensité et la direction du vent (figure 37). L'utilisation de Sodar Doppler se développe aussi pour caractériser les différentes couches de l'atmosphère (figure 38) : une impulsion acoustique est émise et l'on détecte le glissement de fréquence de l'écho rétro-diffusé (effet Doppler). Deux faisceaux, inclinés entre eux, fournissent les deux composantes horizontales du vent ; un troisième faisceau, orienté verticalement, procure la dernière composante spatiale.

Ces mesures sont conduites sur une période (plusieurs mois ou années) suffisamment significative pour rendre compte des différents phénomènes météorologiques pouvant être rencontrés. Le vent peut en effet varier suivant des cycles très longs (annuels ou journaliers) et très courts (quelques millisecondes).

Elles fournissent ainsi les différentes classes de vitesse moyenne rencontrées sur le site (pour une altitude moyenne donnée), les roses des vents correspondantes (et donc les directions privilégiées sur le site) ainsi que les données statistiques (spatiales et temporelles).

À l'aide de ces différentes mesures, il est possible d'établir de véritables atlas éoliens très détaillés pour des régions (Corse, Haute-Normandie...) voire certains pays (Danemark) au potentiel intéressant (figure 39).

7.2 Impacts divers

L'implantation d'une éolienne et, *a fortiori*, d'une ferme éolienne doit prendre en compte des critères très différents : environnementaux, économiques, politiques, sociologiques...

Pour obtenir l'autorisation d'implantation d'éoliennes en France, il est obligatoire de procéder à une étude d'impact environnemen-

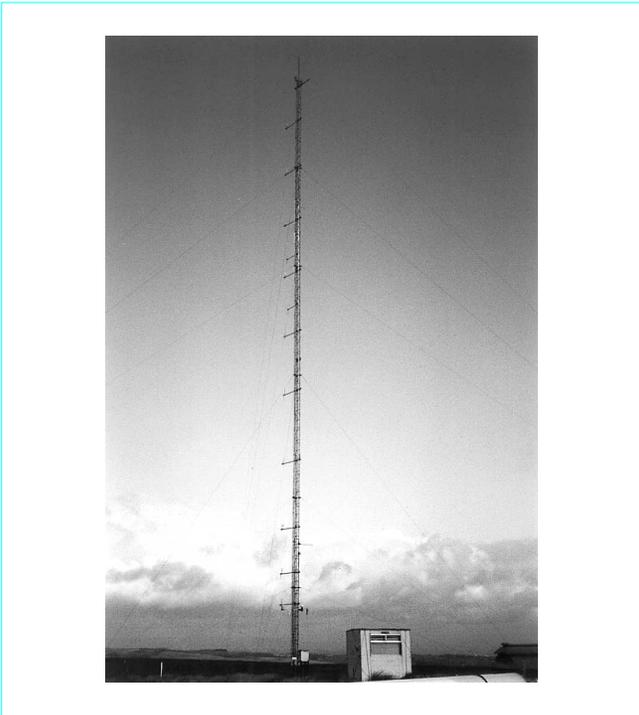


Figure 37 – Exemple de mât de mesure (Myres Hill, Écosse)

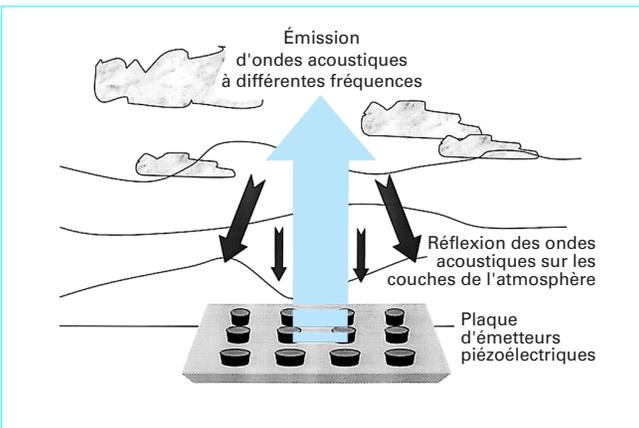


Figure 38 – Principe du Sodar Doppler

tal, à la fois pour mesurer les problèmes éventuels et assurer une certaine transparence et communication avec la population et les organismes locaux.

Interférence électromagnétique : la réflexion des signaux sur les pales du rotor, structure tournante, peut provoquer d'éventuelles interférences sur les systèmes de télécommunication, TV, radars... Une concertation avec les organismes militaires et civils concernés est donc requise.

Impact visuel : l'influence sur le paysage doit être consciencieusement étudiée et présentée pour éviter de mener à l'annulation d'un projet. Même si certaines populations sont plutôt volontaires

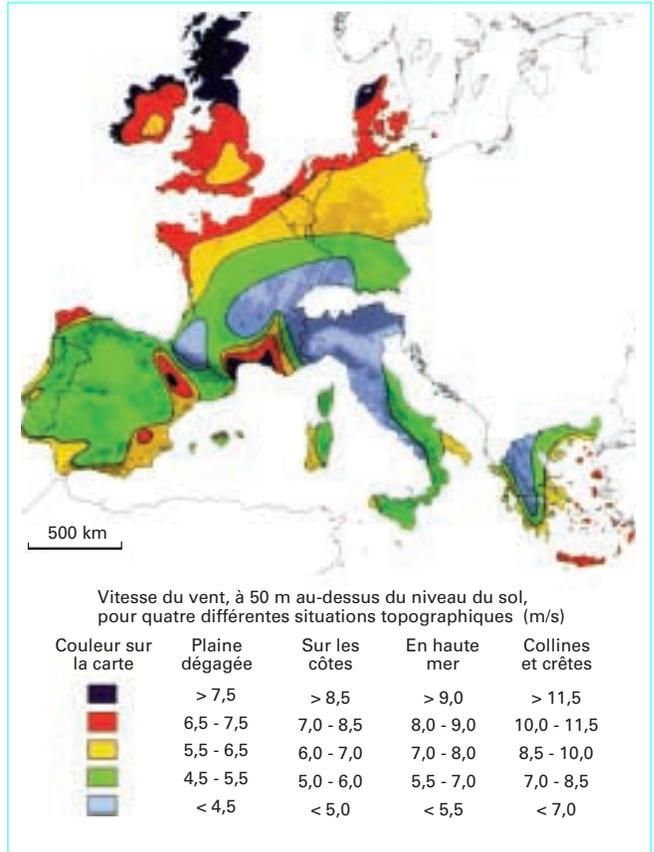


Figure 39 – Atlas européen (doc. European Wind Atlas)

pour l'arrivée d'une technologie propre, il ne faut pas provoquer une situation de rejet. Des études sur l'éblouissement ou, principalement, l'ombre provoqués par la présence d'une machine sur les habitations peuvent être conduites. Des images de synthèse sont élaborées pour montrer l'impact visuel. Dans la plus grande majorité des cas, les enquêtes réalisées montrent une réelle acceptation des populations voisines ou visitant un site éolien.

Faune : de nombreuses études ont été menées, dans les pays fortement développés en matière d'énergie éolienne, suite à des mouvements de protestation. Le fonctionnement propre de l'aérogénérateur n'est pas à mettre en cause. Les oiseaux réagissent très bien et les risques de collision sont très faibles. La faune est généralement plus dérangée par l'activité humaine, surtout liée à la construction du site. En phase d'exploitation, la faune s'adapte et reprend son mode de vie (cas des ours par exemple).

Bruit : c'est un critère souvent évoqué, mais qui ne trouve plus de fondement réel. Les nouvelles machines ont fortement évolué. Les bruits mécaniques ou aérodynamiques ont été réduits par l'utilisation de nouveaux profils, extrémités de pale, mécanismes de transmission etc. et ne sont plus une gêne, même proche des machines (50-60 dB équivalent à une conversation). Une distance d'environ huit fois le diamètre permet de ne plus distinguer aucun bruit lié à cette activité (< 40 dB). De plus, il faut souligner que le bruit naturel du vent, pour des vitesses supérieures à 8 m/s, a tendance à masquer le bruit rayonné par l'éolienne.

7.3 Implantation offshore

Le secteur de l'offshore constitue un nouveau champ d'investigation au potentiel très important et en pleine phase d'expansion. Il est la prolongation naturelle de l'implantation sur site terrestre. Son développement par la communauté éolienne n'a, en effet, été possible que grâce à la grande expérience déjà acquise sur terre, au développement des technologies, à l'augmentation de fiabilité et à la réduction des coûts de fabrication et de production. Les réalisations de ferme offshore se limitent, pour l'instant, à des installations en sites peu profonds pour des raisons évidentes de coûts et de technologie. Des projets en haute mer sont d'ores et déjà à l'étude dans certains pays en s'inspirant des technologies d'exploitation offshore (plates-formes ancrées, flottantes...).

L'implantation offshore permet :

- de profiter de vents plus réguliers et de vitesses moyennes plus élevées ;

- d'utiliser un espace de développement très vaste (certains pays, comme le Danemark, exploitent déjà la plupart de leurs sites terrestres) ;

- de réduire l'effet de l'impact visuel en éloignant les installations ;

mais nécessite de porter attention aux différents points suivants :

- spécificités de l'offshore (modélisation du vent marin et des phénomènes de houle) ;

- fonctionnement en atmosphère saline ;

- intégration des fermes éoliennes avec les autres acteurs de la mer (pêcheurs, transports...)

- difficulté du transport de l'énergie produite due à l'éloignement (câbles sous-marins, déperdition en ligne...)

- réduction des possibilités d'intervention sur site d'où une amélioration nécessaire de la fiabilité des machines et de la maintenance prédictive ;

- développement des règles de certification associées.

L'augmentation des coûts, associés à une implantation offshore, est généralement compensée par le potentiel d'énergie que l'on y rencontre et par l'utilisation d'éoliennes de grande taille (économies d'échelle). C'est ainsi que naissent, sous l'impulsion de l'offshore, des projets de machines de 3 à 5 MW soit de 80 à 120 m de diamètre.

La réalisation de telles éoliennes pose elle-même de réels problèmes :

- augmentation du poids et de la taille des différents composants (transport...);
- tenue mécanique, à la fatigue...;

qui ne pourront être surmontés que par l'apparition de solutions innovantes (limites des techniques actuelles) et le développement des outils de simulation et de conception.

7.4 Logiciels

Différents logiciels sont disponibles sur le marché pour l'aide à l'implantation sur site : **WASP**, **WindPRO**, **WindFarm**, **GéoWind**...

Ils comportent généralement plusieurs modules synthétisant les différents aspects évoqués et permettant :

- de prendre en compte tous les aspects du site ;
- de choisir les machines adaptées dans un catalogue ;
- d'optimiser l'implantation de ces machines ;
- de fournir des photomontages pour mesurer l'impact visuel ;
- de calculer la production annuelle d'électricité attendue.

Pour l'optimisation, ces logiciels sont capables d'intégrer des données aussi diversifiées que :

- la cartographie et la rugosité du site, les obstacles, etc ;
- la caractérisation du vent sur le site ;
- le bruit généré par les éoliennes ;
- le sillage induit par les machines.

8. Conclusions et perspectives

La production d'énergie électrique à l'aide d'éoliennes fait appel à des compétences poussées dans des domaines multiples et variés : aérodynamique, mécanique, résistance des matériaux, génie électrique et électronique, BTP, réglementation, auxquels s'ajoutent bien évidemment les aspects environnementaux.

Si l'implantation d'une machine isolée de faible puissance est relativement aisée, en revanche la réalisation d'une ferme éolienne de grande puissance, sur terre ou mieux encore en offshore, est un véritable défi technologique et humain. Toutefois, le développement d'outils informatiques, aptes à traiter chacune des étapes nécessaires à l'aboutissement d'un projet de grande envergure et à permettre d'exploiter au mieux les possibilités d'un gisement de vent, permet d'envisager sereinement une part de plus en plus conséquente de ce type d'énergie dans la production mondiale d'électricité.

Liste des mots clés

Éolienne
[BM 4 640]
Moulin [BM 4 640]
Savonius § 2.1
Darrieus § 2.1

Vent [BM 4 640]
Betz § 3.2.1
Pale [BM 4 640]
Aéroélasticité § 3.3
Rotor § 4
Générateur § 6
Électricité § 6

Situation de l'article

N° de traité : 15
N° de rubrique : 15
N° de sous-rubrique : 25
N° de volume : BL3
N° de la fiche doc : BM4640doc