



HAL
open science

Le génie électrique dans le vent : recherches dans le domaine de la génération éolienne

Bernard Multon, Gaël Robin, Olivier Gergaud, Hamid Ben Ahmed

► **To cite this version:**

Bernard Multon, Gaël Robin, Olivier Gergaud, Hamid Ben Ahmed. Le génie électrique dans le vent : recherches dans le domaine de la génération éolienne. congrès Jeunes Chercheurs en Génie Electrique 2003, Jun 2003, SAINT NAZAIRE, France. 10p. hal-00674684

HAL Id: hal-00674684

<https://hal.science/hal-00674684v1>

Submitted on 28 Feb 2012

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Le Génie Electrique dans le vent : état de l'art et recherches dans le domaine de la génération éolienne

B. MULTON, G. ROBIN, O. GERGAUD, H. BEN AHMED

SATIE (UMR CNRS 8029) – ENS de Cachan Antenne de Bretagne – Campus de Ker Lann – 35170 BRUZ

Résumé— Les exigences de développement durable conduisent à un accroissement de la production d'électricité d'origine renouvelable. Dans ce contexte, l'Europe s'est engagée [1] à produire 22% de son électricité à partir de ressources renouvelables contre 14% en 1998. Le vent constitue actuellement la ressource la plus compétitive et l'amélioration des aérogénérateurs conduit à de nombreuses recherches notamment dans le domaine du génie électrique. Cet article a pour objectif de montrer l'évolution des chaînes de conversion électromécaniques ainsi que quelques-uns des axes de recherches en Génie Electrique associés à la production éolienne d'énergie. La machine à double alimentation fera l'objet d'une attention particulière.

I. INTRODUCTION

La production d'électricité consomme actuellement environ le tiers de l'énergie primaire mondiale (Fig. 1a) et la part des énergies renouvelables n'est que de 20% environ [2], [3]. Il apparaît donc de façon flagrante que l'électricité, bien qu'énergie finale propre par excellence, contribue très largement à la dégradation de l'environnement ainsi qu'à l'épuisement de ressources non renouvelables (combustibles fossiles et uranium). C'est pourquoi, l'une des mesures pour préparer un développement réellement durable consiste à accroître la part des ressources renouvelables pour la production d'électricité.

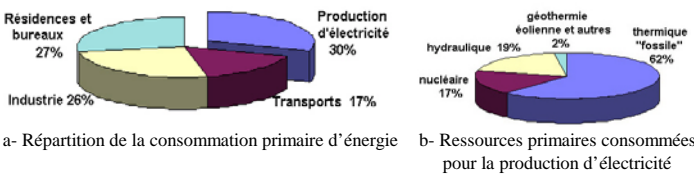


Fig. 1. Parts au niveau mondial [2]

Sur les 2560 TWh électriques produits en 2000 en Europe (13 000 environ au niveau mondial), 368 étaient d'origine renouvelable (soit 14,4%), leur répartition selon les sources est donnée à la figure 2 [4].

Le livre blanc communautaire en matière d'énergie [5] a émis le souhait d'un passage à 655 TWh renouvelables en 2010 sur un total envisagé de 2850 TWh soit une part de 23%. Sur ces 655 TWh, l'éolien devrait contribuer à hauteur de 80 TWh avec une puissance installée de 40 GW. Mais la tendance est largement dépassée et il est probable (selon BTM Consult [6]) que la puissance éolienne européenne aura atteint environ 90 GW en 2010 (140 GW au niveau mondial),

pour une production annuelle approximative de 180 TWh. L'EWEA (European Wind Energy Association), un peu moins optimiste, envisage en Europe, pour 2010, 60 GW dont 5 GW offshore et, pour 2020, respectivement 150 GW et 50 GW.

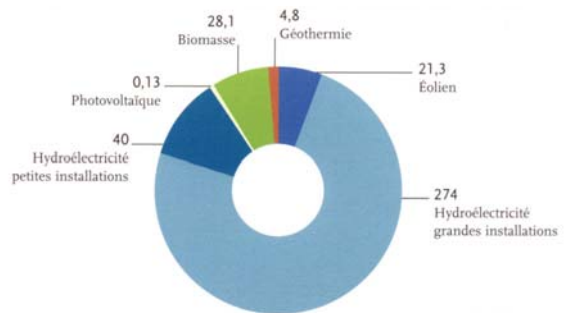


Fig. 2. Europe en 2000 : parts des ressources pour la production d'électricité d'origine renouvelables (EurobservER février 2002) [4]

La contribution de la filière photovoltaïque ne deviendra probablement significative que plus tard entre 2020 et 2050 lorsque les coûts d'investissement auront suffisamment diminué.

II. PENETRATION DE L'ENERGIE EOLIENNE

Les ressources du vent sont immenses et tout particulièrement en mer (offshore). La valeur de l'énergie annuellement récupérable dépend de nombreux paramètres, comme l'acceptabilité des populations concernées (résidents, pêcheurs...), de la densité de machines implantées et de limites technico-économiques comme la distance des fermes offshore à la côte et la profondeur des fonds marins. On considère que l'énergie éolienne annuellement récupérable au niveau mondial vaut environ 53 000 TWh soit environ 4 fois la consommation mondiale actuelle d'électricité. L'EWEA [7] estime que l'énergie éolienne pourrait satisfaire 12% des 25 800 TWh électriques de 2020 soit environ 3100 TWh.

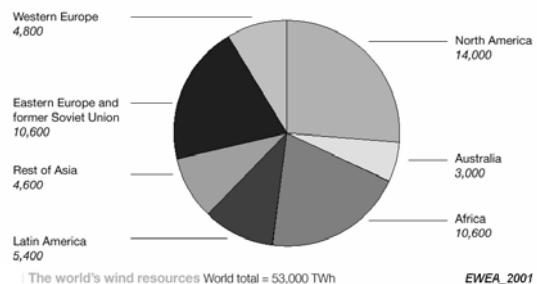


Fig. 3. Ressources mondiales annuelle d'énergie éolienne (EWEA) [7]

L'Europe disposerait d'un potentiel éolien de plus de 5000 TWh [8] dont une grande partie en offshore (fig.4). Pour comparaison la production hydroélectrique mondiale en 2000 était d'environ 2700 TWh.

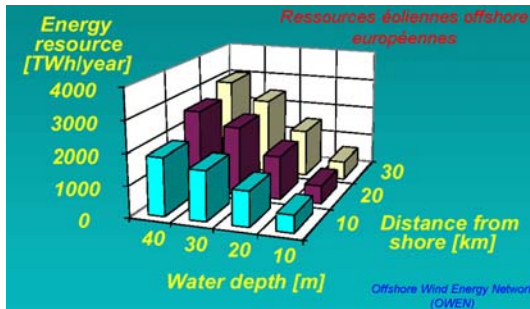


Fig. 4. Ressources éoliennes offshore européenne en fonction de la distance des côtes et de la profondeur [9]

Après un siècle de recherches, d'essais et de déconvenues, la génération éolienne a connu son premier marché avec le « wind rush » californien dans les années 1980. Cette opération volontariste a permis au marché éolien de se créer et d'amorcer une réelle compétitivité économique. La figure 5 montre la croissance mondiale jusqu'en 2002. L'Amérique du Nord a été leader jusqu'en 1994, puis l'Europe est passée en tête.

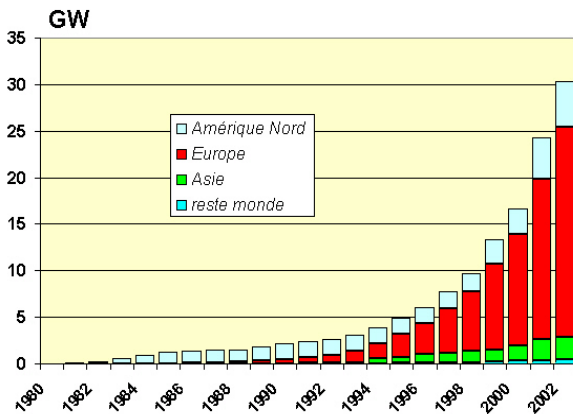


Fig. 5. Croissance de la puissance éolienne installée dans le monde.

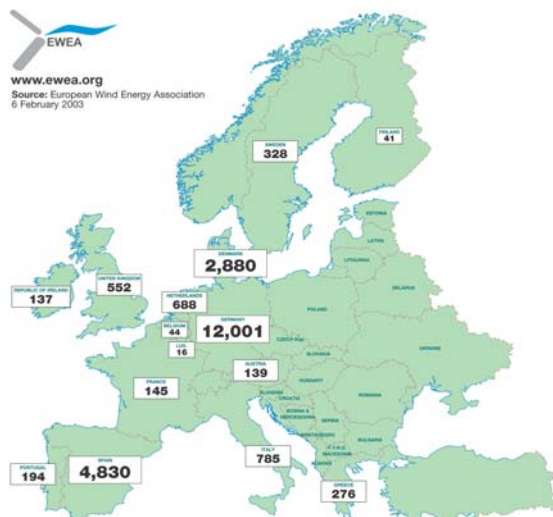


Fig. 6. Puissance installée en Europe fin 2002 (www.ewea.org).

Dans ce contexte, l'Allemagne occupe une position de leader mondial avec 12 GW installés fin 2002 sur les 22 GW européens et les 30,5 GW mondiaux (Fig. 6).

Comme le montre la figure 7, parmi toutes les sources de production d'électricité, celle d'origine éolienne subit de très loin le plus fort taux de croissance depuis plus de 10 ans et cela devrait continuer pendant les 20 prochaines années. Ainsi l'aérogénération devrait constituer la plus grande contribution à la réduction de l'effet de serre durant les prochaines décennies. De 2000 à 2001, le taux de croissance mondial de la puissance éolienne installée a été de plus de 40%, il a sensiblement ralenti, en 2001/2002, à 25%.

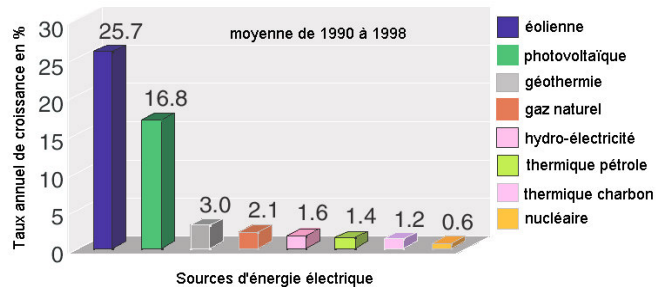


Fig. 7. Taux de croissance des différentes sources d'énergie électrique, moyenne entre 1990 et 1998 (IEEE Power & Energy Mag. 2003 [10])

Les raisons de cette croissance résident dans la forte volonté politique de développement de cette filière mais également dans des coûts de production qui deviennent de plus en plus compétitifs. Actuellement, en situation terrestre, une installation de production éolienne coûte, à l'investissement, un peu moins de 1 €/W. La productivité énergétique dépend ensuite de l'intensité des vents (vitesse moyenne) et de leur variabilité. On considère que les bons sites éoliens terrestres conduisent à un fonctionnement équivalent à pleine puissance de plus de 2000 heures par an (sur les 8760), certains sites dépassent les 3000 heures, mais c'est plutôt en zone offshore que l'on rencontre de telles conditions. La figure 8 montre l'évolution des coûts de production des installations terrestres.

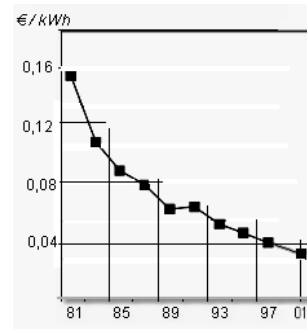


Fig. 8. Baisse des coûts de production des aérogénérateurs terrestres, avec une vitesse moyenne des vents de 6 m/s et un amortissement sur 20 ans (taux d'intérêt : 5%/an) (données Agence de l'Energie Danoise complétées d'informations récentes)

Pour comparaison, hors coûts environnementaux, le coût de production des grandes centrales thermiques fossiles (gaz et charbon) est d'environ 2,5 c€/kWh et celui du grand hydraulique d'environ 3 à 4 c€/kWh. Sur de bons sites,

l'énergie éolienne est déjà économiquement compétitive et, si l'on considère que les coûts à l'investissement vont continuer à baisser avec les effets d'échelle, la compétitivité deviendra possible sur des sites de plus en plus nombreux. Tout cela explique les prévisions de croissance de ce mode de production et met en évidence le formidable effet de levier des financements incitatifs des gouvernements (Californie, Europe...).

III. CONSTITUTION D'UN AEROGENERATEUR

Bien qu'il existe des turbines à axe vertical (Darrieus, Savonius...), les machines à axes horizontal dominant très largement le marché des petites puissances (quelques 10 W jusqu'aux plus élevées, de quelques MW) et ce sont elles que nous considérerons dans cet article. Les turbines sont bipales ou, le plus souvent, tripales.



Bergey (US) tripale Excel: 7 m - 10 kW Vergnet bipales Ge220 : 220 kW Enercon tripale E66: 65 m - 1,8 MW

Fig. 9. Quelques exemples de machines à axe horizontal.

La puissance aérodynamique capturée par une turbine s'exprime par :

$$P_{aero} = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v^3 \tag{1}$$

où C_p est le coefficient de puissance aérodynamique, ρ la masse volumique de l'air (environ 1,2 kg/m³), R le rayon de la turbine et v la vitesse du vent (composante perpendiculaire au plan de la turbine).

Le coefficient C_p ne peut théoriquement pas dépasser la limite dite de Betz [11] :

$$C_{p_Limite} = 0,59 \tag{2}$$

Une turbine est typiquement caractérisée par sa courbe $C_p = f(\lambda)$ avec :

$$\lambda = \frac{R \cdot \Omega}{v} \tag{3}$$

où Ω est la vitesse angulaire de rotation. λ est donc le rapport de la vitesse (linéaire) périphérique en bout de pale sur la composante normale de la vitesse du vent. Les turbines sont généralement placées face au vent (par un mécanisme d'asservissement de l'orientation ou par un phénomène d'équilibre dynamique naturel), v est la vitesse du vent supposée constante (hors turbulences).

La figure 10 [11] donne le réseau de caractéristiques $C_p(\lambda)$, pour une machine tripale, paramétrées en angle du pas (l'angle du pas des pales peut, ici, être réglé). On remarque que la valeur de C_p reste toujours inférieure à la limite de Betz et qu'elle peut être négative ce qui correspond à un fonctionnement en ventilateur.

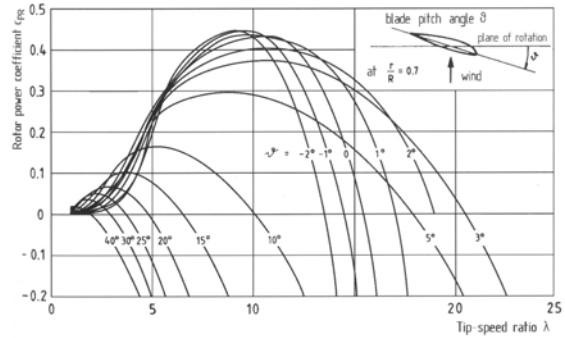


Fig. 10. Coefficient de puissance aérodynamique en fonction de λ et de l'angle de pas des pales (graphique issu du livre d'E. Hau [11]).

Si la vitesse de rotation de la turbine est constante, parce que le générateur l'impose, et si l'angle de calage des pales est également constant, la courbe de puissance en fonction de la vitesse du vent peut être très simplement déterminée.

Le dimensionnement en puissance de l'ensemble de la turbine, du générateur et de toute la mécanique de structure (nacelle, mât) associée est défini pour une vitesse du vent nominale au-delà de laquelle il est nécessaire d'écarter la puissance. Ainsi la courbe idéale et typique d'un aérogénérateur a l'allure de celle présentée à la figure 11.

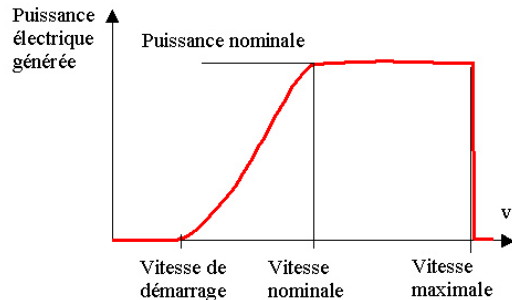


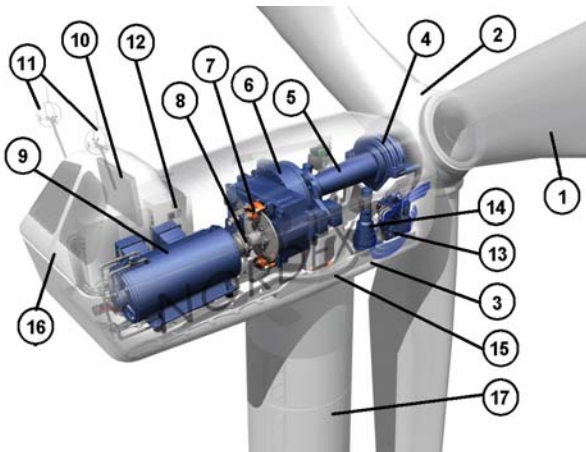
Fig. 11. Courbe typique de puissance en fonction de la vitesse du vent.

Dans les grandes machines (au-delà de quelques 100 kW), on rencontre deux familles de systèmes de limitation de la puissance aérodynamique : les systèmes « pitch » (à pas variable) dans lesquels on règle l'orientation des pales pour réduire C_p sensiblement avec v^{-3} et les systèmes « stall » (à décrochage aérodynamique naturel) où les pales ont un profil optimisé pour obtenir le décrochage (chute de C_p en v^{-3}). Dans ce cas, la courbe de puissance maximale n'est pas parfaitement plate mais présente une « bosse ». Il existe également des dispositifs intermédiaires qualifiés de « stall actif » dans lesquels un très faible réglage de l'angle de calage associé à un profil de pale optimisé permet d'obtenir un compromis entre complexité du système de réglage et qualité de la courbe de puissance obtenue.

En supposant des valeurs maximales de C_p d'environ 0,3, à une vitesse de vent de 15 m/s, d'après (1), il faut un rayon d'environ 26 m pour obtenir 1,3 MW. Si la valeur optimale de λ vaut environ 4 (valeur dépendante du profil des pales), la vitesse de rotation est égale à 21 tr/mn d'après (3), soit une vitesse périphérique de 58 m/s. Plus les puissances sont importantes, plus les vitesses sont faibles, ce qui conduit à

des couples mécaniques très élevés en sortie d'arbre de la turbine. Comme la nacelle située en haut de mât doit contenir le générateur électrique, il est nécessaire de chercher à l'alléger au maximum. Or, les machines électriques conventionnelles étant plutôt dimensionnées en couple, on cherche à les faire tourner rapidement pour atteindre des puissances massiques satisfaisantes.

C'est pourquoi, dans les chaînes de conversion électromécaniques conventionnelles, on intercale entre la turbine et la génératrice un multiplicateur mécanique à engrenages. La génératrice est alors très souvent une machine asynchrone à cage voire à rotor bobiné et à double alimentation pour un fonctionnement à vitesse variable économique. La figure 12 montre un exemple typique de chaîne de conversion à multiplicateur [12].



1 : pales, 2 : moyeu rotor, 3 : nacelle, 4 : cardan, 5 : transmission, 6 : multiplicateur de vitesse, 7 : frein à disque, 8 : accouplement, 9 : génératrice, 10 : radiateur de refroidissement, 11 : centrale de mesures du vent, 12 : contrôle, 13 : centrale hydraulique, 14 : mécanisme d'orientation face au vent, 15 : paliers du système d'orientation équipés d'un frein à disque, 16 : capot, 17 : mât.

Fig.12- Schéma d'une éolienne Nordex N60 (1300 kW)

diamètre et masse de la turbine	60 m et 21 tonnes
masse de la nacelle (sans turbine)	51 tonnes
hauteur et masse de la tour (cylindrique acier)	46 à 85 m (selon version) et 68 à 154 tonnes
génératrice	asynchrone à 2 vitesses (2 valeurs de nombres de pôles)
vitesses de rotation de la turbine	19 et 12,7 tr/mn à travers un multiplicateur de rapport 78

TABLEAU 1. PRINCIPALES CARACTERISTIQUES DE LA MACHINE N60.

Mais les multiplicateurs mécaniques ont leurs inconvénients, ils nécessitent une maintenance accrue et nuisent à la fiabilité surtout dans les grandes puissances. C'est la raison pour laquelle la tendance est à l'entraînement direct. La génératrice est alors une machine synchrone (rotor bobiné ou aimants) à très grand nombre de pôles et donc à fort couple massique [12]. Le fabricant allemand Enercon propose ainsi toute une gamme de telles machines de 200 kW à 4,5 MW (phase de pré-industrialisation). La figure 13 montre le schéma de la nacelle d'une telle machine. Le diamètre de la nacelle est plus élevé mais sa longueur est plus courte. Ces génératrices, dont la vitesse de rotation et le

nombre de pôles rendent impossible une connexion directe au 50 Hz, sont nécessairement alimentées par un convertisseur statique qui offre la possibilité d'un fonctionnement à vitesse variable.

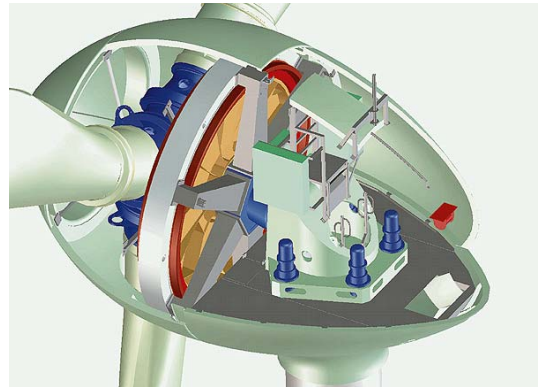


Fig.13- Schéma d'une éolienne Enercon à entraînement direct.

Depuis les années 80, les puissances moyennes unitaires des aérogénérateurs sont passées de 50 kW, à 200 kW (1990), 500 kW (1998) à plus de 1 MW en 2002 (1,4 MW en Allemagne). L'accroissement des puissances permet des réductions de coût au kW. Les aérogénérateurs les plus puissants en 2003 frôlent les 5 MW avec des diamètres de turbines proches de 120 m. Ces grandes puissances sont tout particulièrement destinées aux fermes offshore.

Les 3 principales chaînes de conversion (figure 14) [12] :

- multiplicateur et asynchrone à cage vitesse fixe, éventuellement à 2 vitesses, généralement associée à un gradateur pour mise sous tension progressive et à des condensateurs de compensation de puissance réactive ;
- multiplicateur et machine à double alimentation (asynchrones à rotor bobiné alimenté) à vitesse variable) ;
- entraînement direct et machine synchrone à très grand nombre de pôles (bobinés ou à aimants) avec convertisseur statique.

Ces chaînes de conversion peuvent être associées à une turbine de type pitch ou stall, voire stall actif.

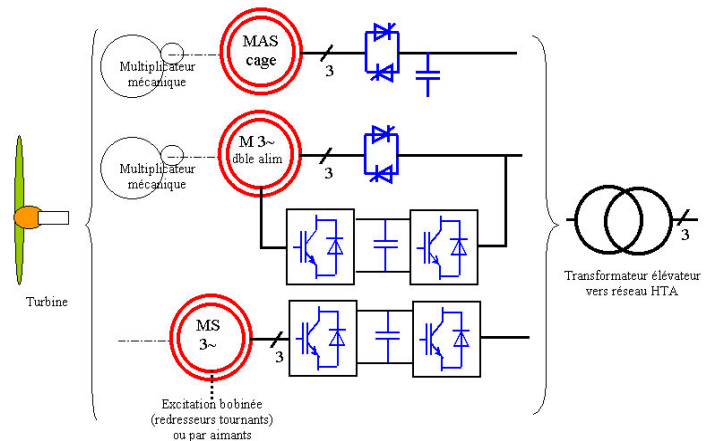


Fig.14- Principales chaînes de conversion pour aérogénérateurs de grande puissance

Les premières fermes offshore ont été construites en 1990

(Norgersund en Suède : 1 machine de 220 kW) et 1991 (Vindeby au Danemark : 11 machines de 450 kW). Depuis, une expérience considérable a été acquise avec plus de 250 MW en service fin 2002 et de très nombreux projets en construction.

En mai 2001, la ferme de Middelgrunden a été mise en service (Danemark, 1,7 à 3,5 km au large de Copenhague, profondeur 4 à 8 m). Elle comprend 20 machines Bonus de 2 MW (mât : 64 m, turbine tripale de 76 m, stall actif, 11 et 17 tr/mn, génératrice à cage à 2 vitesses 1000 et 1500 tr/mn) reliées à la côte par des câbles sous marins via un transformateur 690 V/30 kV situé dans la base de chaque mât. La productivité annuelle des 40 MW est de 85 GWh (soit l'équivalent de 2120 heures). Le coût total d'investissement a été de 45 M€ il est relativement faible grâce à la faible profondeur ainsi qu'à la distance réduite de la côte.

Fin 2002, en Mer du Nord, toujours au Danemark, c'est une ferme de 160 MW (Horn Rev) qui a été mise en service pour un coût de 268 M€ (dont 40 M€ de raccordement) à 17 km des côtes pour une production annuelle envisagée de plus de 600 GWh (3750 heures annuelles).

En 2002/2003, on estime, les coûts d'investissement dans les fourchettes de 0,8 à 1,1 Euros/W pour les installations terrestres et de 1,7 à 2 Euros/W pour celles offshore [2]. La figure 15 montre approximativement la répartition des coûts qui peut, pratiquement subir d'assez sensibles variations selon le contexte [13].

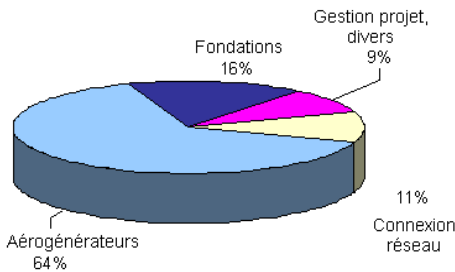


Fig.15a- Proportions des coûts d'investissement en zone terrestre [13].

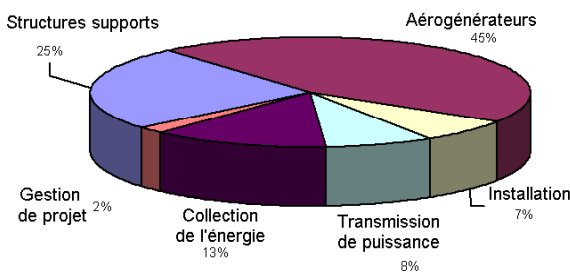


Fig.15b- Proportions des coûts d'investissement en offshore [13].

On remarquera la part importante de la collection de l'énergie et de sa transmission dans les fermes offshore. Pour les très grandes puissances envisagées (plusieurs centaines de MW), les solutions techniques globales ne sont pas encore tranchées.

IV. RECHERCHES DANS LE DOMAINE EOLIEN

A. Chaînes de puissance

De nombreux travaux sont actuellement menés pour comparer les différentes chaînes de conversion, il est alors bien entendu nécessaire de considérer le système complet. La vitesse variable se révèle de plus en plus intéressante pour maximiser la capture d'énergie aux basses vitesses de vent (entre la vitesse de démarrage et la vitesse nominale). La publication [14] présente une étude comparative de différents ensembles à vitesse fixe, à deux vitesses, à vitesse continûment variable, avec turbine à pas variable ou à pas fixe et à multiplicateur ou à entraînement direct (synchrone). La solution à machine à double alimentation n'a pas été étudiée. La figure 16 montre le bilan et met en évidence que les gains énergétiques les plus significatifs se font aux faibles vitesses de vent, la machine de référence est une asynchrone à cage à vitesse fixe associée à une turbine de type stall. Cela est dû au fait que les vitesses de rotation fixes sont optimisées pour une vitesse au voisinage de la vitesse nominale.

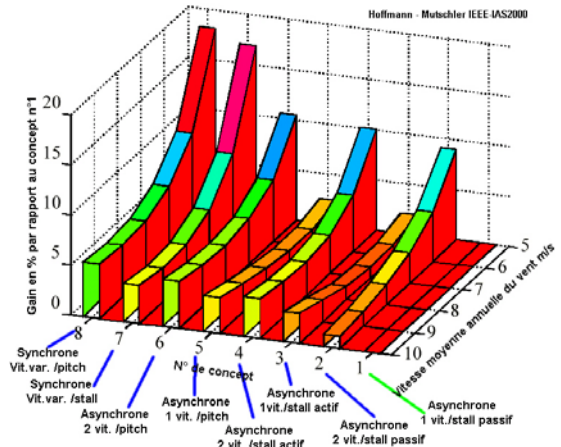


Fig.16- Comparaison des gains énergétiques apportés par quelques chaînes de conversion [14].

B. Machines à double alimentation

Les machines à double alimentation présentent un avantage important concernant la puissance réduite de dimensionnement du convertisseur électronique de puissance [15]. La figure 18, issue de [15] montre une architecture de commande de machine doublement alimentée.

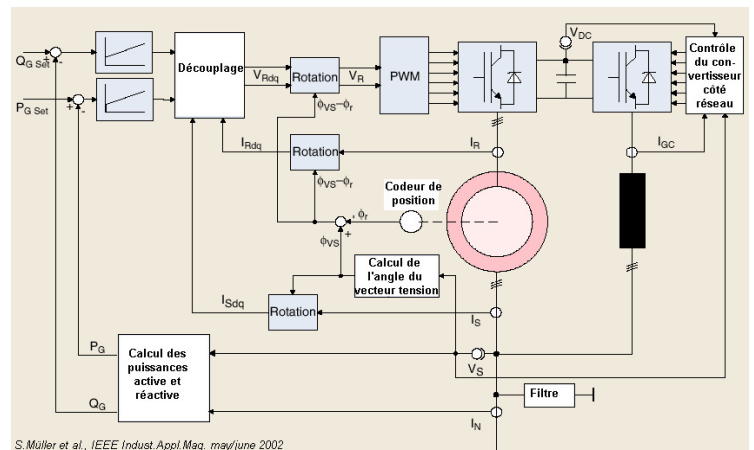


Fig.18- Structure de contrôle d'une machine à double alimentation [15].

Le LARGE (Saint Nazaire) mène des travaux sur cette structure, notamment sur sa commande [16].

Il nous a semblé utile de mettre en évidence le gain sur la puissance de dimensionnement de la partie alimentée à courant et fréquence variables (généralement le rotor). Rappelons d'abord que la cascade hyposynchrone, qui fonctionnait en régime moteur avec un convertisseur non réversible (de la puissance était prélevée au rotor et renvoyée sur la source à fréquence fixe), constituait une version minimale de la machine doublement alimentée, parfois appelée machine généralisée.

Le bilan énergétique simplifié (pas de pertes dans la transmission de la puissance statorique vers le rotor) d'une machine à induction aide considérablement à la compréhension. Les relations algébriques (en conventions moteur, récepteur électrique au stator et générateur au rotor) entre les puissances statorique (électromagnétique), rotorique et mécanique sont rappelées ci-dessous :

$$P_{em} = P_{stat} = \frac{P_{méca}}{1-g} \text{ et } P_{rot} = \frac{g}{1-g} P_{méca} \quad (4)$$

$$\text{où } g \text{ est le glissement classique : } g = 1 - \frac{\Omega}{\Omega_s} \quad (5)$$

Ω et Ω_s sont les vitesses de rotation respectivement du rotor et du champ tournant (imposée par l'alimentation du stator à fréquence et tension fixes).

Considérons le cas où la vitesse de rotation Ω varie dans une plage déterminée par g_{Max} symétrique autour de Ω_s . Pour illustrer les expressions (4), la figure 17 donne les transferts d'énergie et leurs proportions dans les 4 situations extrêmes lorsque $g = g_{Max} = 0,5$ (hyposynchrone) et $g = -g_{Max} = -0,5$ (hypersynchrone), en moteur et en frein (cas de la génération éolienne).

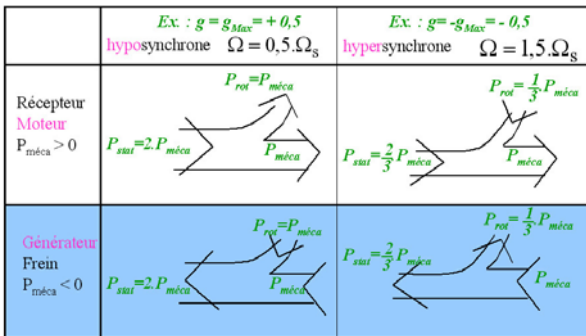


Fig.17- Transferts d'énergie dans une machine à double alimentation lorsque la vitesse varie de la moitié ou double de Ω_s .

Si on ne considère que le cas générateur, qui nous intéresse ici, on remarque, dans ce cas particulier ($g_{Max} = 0,5$), que la puissance électrique à convertir au rotor est égale à la puissance mécanique en hyposynchronisme et au tiers en hypersynchronisme. Si la puissance mécanique n'était pas rapidement croissante avec la vitesse, ce montage n'aurait aucun intérêt puisque le stator verrait transiter le double de la puissance mécanique collectée par la turbine et qu'on prélèverait au rotor une puissance électrique égale à $P_{méca}$.

Si l'on compare les deux valeurs extrêmes de P_{rot} , en considérant que $P_{rot} = \frac{g}{1-g} P_{méca}$, on obtient (pour les puissances dimensionnantes : valeurs absolues) :

$$\frac{P_{rot}(\Omega_{min})}{P_{rot}(\Omega_{Max})} = \frac{1+g_{Max}}{1-g_{Max}} \cdot \frac{P_{méca_min}}{P_{méca_Max}} = k_{\Omega} \cdot \frac{P_{méca_min}}{P_{méca_Max}} \quad (6)$$

Pour que P_{rot} soit plus faible à Ω_{min} qu'à Ω_{max} , il suffit que la puissance mécanique collectée croisse avec la vitesse avec un exposant supérieur à 1.

L'intérêt de fonctionner autour du synchronisme est donc lié au fait que la puissance aérodynamique collectée varie rapidement avec la vitesse (sensiblement avec le cube si l'on se maintient sur le maximum de la courbe de C_p , exp. (1)). Dans ces conditions, nous considérerons que la puissance dimensionnante est définie à la vitesse maximale.

D'une façon générale, si on note k_{Ω} le rapport des vitesses extrêmes :

$$k_{\Omega} = \frac{\Omega_{Max}}{\Omega_{min}} = \frac{1+g_{Max}}{1-g_{Max}} \quad (7)$$

Alors, si la puissance rotorique est maximale à Ω_{Max} :

$$P_{rot_Max} = \frac{g_{Max}}{1+g_{Max}} P_{méca_Max} \quad (8)$$

$$\text{Ce qui donne : } P_{rot_Max} = \frac{k_{\Omega} - 1}{2.k_{\Omega}} P_{méca_Max} \quad (9)$$

Le tableau 1 donne, dans ces conditions, le rapport entre la puissance maximale à convertir au rotor et la puissance mécanique collectée, au rendement près.

K_{Ω}	2	3	4	5
g_{Max}	0,33	0,5	0,6	0,666
$\frac{P_{rot_Max}}{P_{méca_Max}}$	0,25	0,333	0,375	0,4

TABLEAU 1. INFLUENCE DE LA PLAGE DE REGLAGE DE VITESSE SUR LA PUISSANCE ELECTRIQUE MAXIMALE A CONVERTIR AU ROTOR.

Sachant que dans le cas des aérogénérateurs, un rapport de vitesses compris entre 2 et 3 suffit pour obtenir de très bonnes performances, le tableau 2 montre que, pour une plage de vitesses de 1 à 2, la puissance de dimensionnement au rotor n'est égale qu'au quart de la puissance totale convertie, alors que dans une chaîne conventionnelle, telle que celle qui accompagnerait une machine à cage ou une machine synchrone, le convertisseur statique devrait traiter toute la puissance. Bien que le système bagues-balais occasionne une maintenance un peu plus importante (environ 2 ans pour les balais et 10 ans pour les bagues) et que la machine coûte un peu plus cher (bobinage triphasé au rotor), le gain sur le prix du convertisseur est suffisamment significatif pour assurer la compétitivité de cet ensemble.

C. Ensembles convertisseurs-machines synchrones

Pour les grandes puissances (au-delà de 2MW et jusqu'à 5 MW, puissance maximale actuellement envisagée), tout particulièrement pour les applications offshore, on cherche à trouver le meilleur compromis coût-fiabilité des chaînes complètes (groupements d'aérogénérateurs et transport de l'énergie compris) et ceci, dans un environnement marin agressif. En effet, toute intervention de maintenance en mer peut se traduire par des arrêts de fonctionnement trop long et par des coûts d'intervention très élevés.

Les multiplicateurs mécaniques de vitesse ont un rapport

masse/puissance d'environ 8 tonnes/MW et sont souvent avantageux pour maximiser la puissance massique d'un ensemble génératrice rapide-multiplicateur. Cependant, la tendance est aux entraînements directs pour minimiser la maintenance et accroître la fiabilité et ainsi aux excitations par aimants pour alléger au maximum les nacelles devenues plus lourdes. Il est cependant possible que se développent des solutions hybrides avec des machines à moyenne vitesse (aux environ de 100 tr/mn) associées à des multiplicateurs robustes à un seul étage.

La plus grosse machine actuelle, Enercon E112 4,5 MW (1^{ère} mise en service durant l'été 2002), est synchrone à entraînement direct. Elle possède une nacelle de 440 tonnes pour une turbine de 112 m de diamètre (pales de 52 m et 20 tonnes chacune). La génératrice est à rotor bobiné (sans balais, redresseur tournant) à très grand nombre de pôles (plus de 50), elle tourne à une vitesse comprise entre 8 et 12 tr/mn.



Fig.18- Assemblage de la génératrice de l'E112 d'Enercon (4,5 MW)

Dans les machines à très grand nombre de pôles et à champ radial (entrefer cylindrique), rotor et stator sont constitués de deux couronnes concentriques et d'une structure mécanique de liaison avec l'arbre de transmission (Fig. 18). Elles sont donc relativement encombrantes car l'espace intérieur est magnétiquement inactif. Des architectures discoïdes ou à champ axial, également à grand nombre de pôles permettent de mieux utiliser l'espace [17] et conduisent globalement à un gain de masse d'environ 15% à ces niveaux de puissance et de vitesse [18]. La figure 19 montre un comparatif des structures à grand nombre de pôles cylindrique et discoïde.

Les inducteurs à aimants à haute énergie permettent de gagner environ 25% de masse par rapport à ceux de type bobiné [18], mais le surcoût de la machine est relativement important. La machine J48 (750 kW) de Jeumont met en œuvre une génératrice très innovante discoïde à aimants. ABB, associé à Scanwind, a déjà réalisé des prototypes à aimants en architecture cylindrique (Fig. 20) qu'il envisage pour la production offshore jusqu'à 5 MW. Le concept ABB, dénommé WindFormer [19], consiste à délivrer directement de la haute tension (18 à 25 kV) pour supprimer le transformateur élévateur habituellement nécessaire pour le transport. Notons qu'on assiste également à cette tendance des inducteurs à aimants dans les groupes bulbes hydrauliques de puissances comprises entre 500 kW et 5 MW (VA-Tech hydro [20])

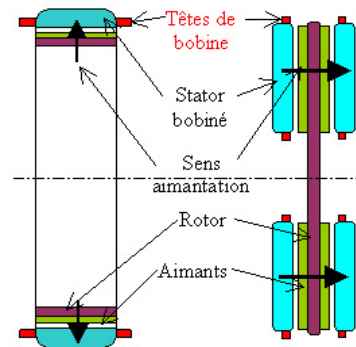


Fig.19- Architecture des machines à aimants à champ radial (cylindrique) et à champ axial (discoïde)

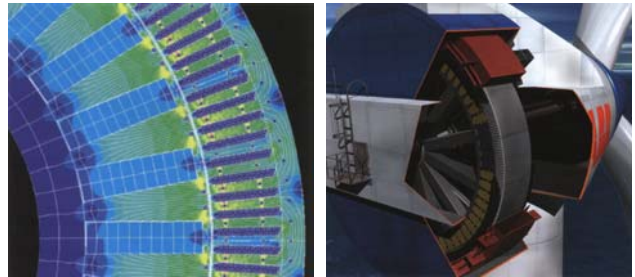


Fig.19- Architecture des machines à aimants à champ radial (cylindrique) et à champ axial (discoïde) ABB [19]

Les machines synchrones peuvent débiter directement sur le bus continu à travers un pont de diodes comme cela se fait déjà sur les aérogénérateurs de petites puissances (étude SATIE [21]). Les courants sont quasi-sinusoïdaux grâce aux inductances élevées de la génératrice et la vitesse de rotation varie naturellement avec la vitesse du vent. La présence d'un hacheur en sortie du pont de diodes permet éventuellement d'ajuster la tension continue et de réaliser un fonctionnement MPPT (Maximum Power Point Tracking) (Fig. 20). A bas niveau de puissance, les courants ne sont plus sinusoïdaux et engendrent des pulsations de couple peut-être nuisibles. Cette chaîne de conversion nécessite d'être validée en forte puissance.

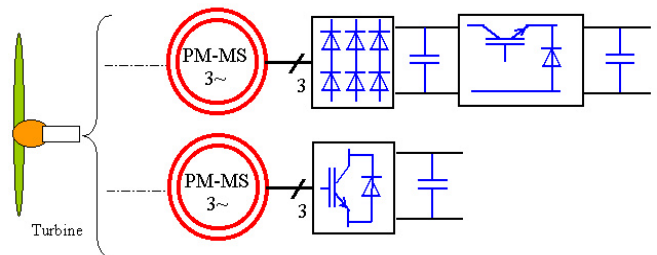


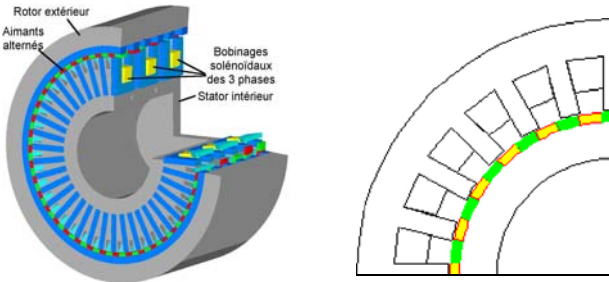
Fig.20- Chaînes de conversion pour machines à aimants. En haut : redresseur à diodes et en bas redresseur actif PWM.

Si on adopte la solution, plus coûteuse à redresseur PWM (Fig. 20 bas), les courants peuvent être sinusoïdaux dans l'induit et il est possible d'injecter de la puissance réactive. Alors on peut réduire la masse d'aimants et/ou les pertes et donc globalement augmenter la puissance massique de la génératrice, mais au prix d'un convertisseur un peu plus gros (les courants commutés sont inversement proportionnels au facteur de puissance).

Des recherches s'effectuent sur d'autres structures électromagnétiques de machines comme celles à bobinages globaux ou TFM (Transverse Flux Machines) qui offrent des

couples massifs très élevés [17] [22] (Fig. 21a).

Pour les petites éoliennes, des recherches sont menées sur des génératrices à réluctance variable excitées (L2EP [23]), sur des machines à aimants Vernier (LEM [24], Fig. 21b). Les machines à réluctance pure à grand nombre de dents sont a priori attractives grâce à leur robustesse et à leur faible coût potentiel, mais elles ne peuvent s'accommoder de « simples » redresseurs à diodes [21] et nécessitent des convertisseurs à transistors ce qui accroît sévèrement le coût global des dispositifs de petites puissances.



a- Ex. de machine à flux transverse. www.iem.rwth-aachen.de
 b- Machine Vernier à aimants (LEM - Montpellier) [24]
 Fig.21- Machines adaptées aux basses vitesses et forts couples.

D. Transport de l'énergie et raccordement aux réseaux

Comme les autres ensembles à vitesse variable utilisant des convertisseurs modernes (redresseur-onduleur triphasé à modulation de largeur d'impulsion), les aérogénérateurs modernes permettent le contrôle des transferts de puissances active et réactive et donc de participer activement aux services systèmes, pour le maintien de la fréquence et de la tension [25] [26].

Que ce soit le cas de générateurs incapables de contrôler le réactif ou celui de générateurs modernes, l'intégration au réseau de ces systèmes de production décentralisés produisant de l'énergie à des endroits où habituellement on la consomme, pose de nombreux problèmes de gestion et de stabilité du réseau. C'est la raison pour laquelle des recherches spécifiques sont menées pour étudier les nouveaux modes de coordination des protections, les séquences d'urgence à prévoir en cas de délestage, les meilleures stratégies de raccordement, ou encore la nécessité de renforcer le réseau en créant de nouvelles lignes ou en installant des stabilisateurs de type UPFC (United Power Flow Controller).

Le transport de l'énergie produite par des fermes éoliennes de grande puissance (quelques 100 MW), relativement éloignées (quelques dizaines de km) des points de raccordement en haute tension, peut s'effectuer en courant continu ou en courant alternatif. Selon la distance et divers critères d'accessibilité et de fiabilité, le choix se porte sur l'une ou l'autre des familles de solutions [27].

Les systèmes de transport en courant continu (HVDC) de grande puissance présentent l'avantage de désynchroniser les sources. Ceux, bien connus, fonctionnant sur la base de redresseurs-onduleurs à thyristors en commande de phase, posent des problèmes d'harmoniques et de consommation de puissance réactive. Ils nécessitent donc des solutions de

compensation (Fig. 22) qui peuvent se révéler coûteuses au point que des solutions à courant alternatif soient envisageables. Les niveaux de tension continue atteignent 145 kV ou +/- 145 kV avec des câbles de 600 à 700 mm².

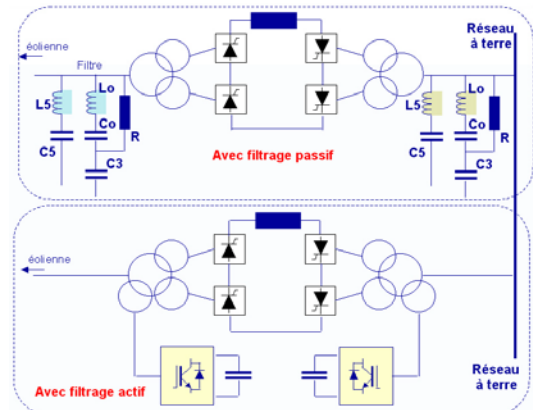


Fig.22- Systèmes HVDC de transport en courant continu (avec filtres passif ou actif) [18] Alstom.

La figure 23 montre quelques schémas simplifiés de systèmes de transmission avancés [18] en courant alternatif. Les capacités élevées des câbles nécessitent une compensation active de type parallèle et série mettant éventuellement en œuvre un système de stockage d'une quantité d'énergie importante devant celle emmagasinée dans les condensateurs de l'UPFC.

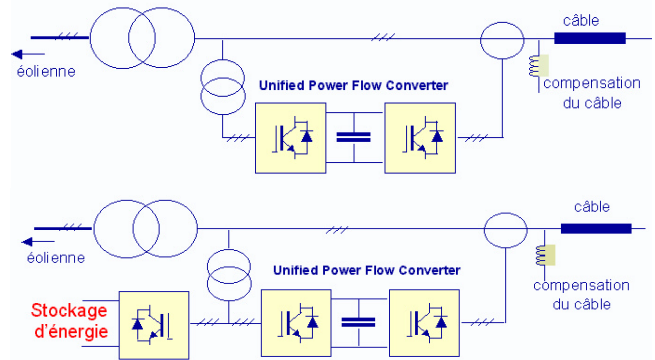


Fig.23- Systèmes de transport en courant alternatif avec systèmes UPFC (avec stockage d'énergie complémentaire, en bas) [18] Alstom.

Enfin, on peut envisager une transmission en courant continu avec des convertisseurs PWM (redresseurs-onduleurs actifs). Vu les niveaux de puissance, les fréquences de hachage sont limitées au kHz environ. Les convertisseurs multi-niveaux [28] à IGBT peuvent représenter une alternative intéressante (Fig. 24). Ils offrent alors des possibilités de fourniture de puissance réactive et de dépollution réseau (formes d'onde quasi-sinusoïdales malgré la faible fréquence).

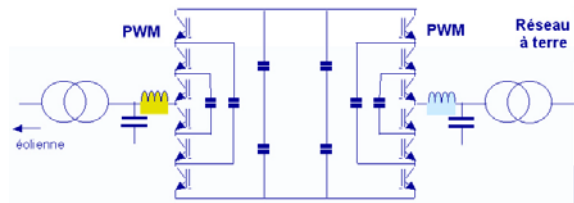


Fig.24- Systèmes de transport en courant alternatif avec redresseur-onduleur PWM multi-niveaux [18] Alstom.

En ce qui concerne les fermes éoliennes, ce sont des

solutions complètes (aérogénérateurs, agencement et transport) qui doivent être optimisées notamment pour maximiser la redondance, la fiabilité et la contrôlabilité tout en minimisant le coût.

E. Stockage

L'énergie éolienne est par essence fluctuante et difficilement prévisible, sa production est par conséquent complètement dissociée de la demande ce qui pose des problèmes, notamment en termes économiques, puisque, dans un contexte de marché ouvert, la vente de cette électricité ne peut pas être optimisée. On envisage ainsi des possibilités de stockage à grande échelle au voisinage des fermes de grande puissance. Diverses voies sont possibles : hydraulique gravitaire, air comprimé en caverne, thermique, électrochimique, SMES...[29] mais les contraintes géographiques jouent un rôle dominant. On songe également à produire de l'hydrogène (électrolyse), qui pourrait être stocké puis reconverti (piles à combustible) ou encore injecté dans un réseau d'hydrogène complémentaire de celui d'énergie électrique. Avec une électricité éolienne offshore à 5c€/kWh, on pourrait obtenir de l'hydrogène à 9c€/kWh et, compte tenu du « coût » de la compression, du stockage et de la distribution, un carburant à 12 c€/kWh_{th} [30]. Cela reste néanmoins coûteux, pour comparaison, un coût de 1 €/litre TTC pour de l'essence correspond à 8,3 c€/kWh_{th} et à seulement 2 c€/kWh_{th} hors taxes. On peut également imaginer des systèmes de stockage de plus faible capacité et plus impulsions, par exemple de type inertiel [31]. Le besoin reste à définir et des optimisations économiques doivent être menées.

F. Sur la modélisation et la commande

Lorsque les systèmes existent et, également dans l'objectif d'optimiser leur conception, les problèmes de modélisation et de commande sont extrêmement nombreux. La complexité élevée de ces systèmes nécessite de recourir à des méthodes efficaces. Nous nous contentons ici de ne citer qu'une infime fraction des très nombreux travaux sur le sujet [32]. Dans [33], l'équipe du L2EP exploite la Représentation Energétique Macroscopique comme outil de représentation d'un générateur asynchrone alimenté par onduleur MLI. Le contrôle MPPT (Maximum Power Point Tracking) fait l'objet de divers travaux. Par exemple, la publication [34] du LEEI présente une telle stratégie de commande appliquée à un système aérogénérateur de petite puissance à axe vertical et à génératrice à aimants associée à un redresseur MLI. On notera également des recherches sur le couplage des phénomènes aérodynamiques, notamment en régime turbulent, et ceux de type électromécanique. Ils se révèlent en effet important si l'on veut déterminer correctement la production ou encore réaliser un pilotage MPPT efficace (travaux en cours entre le LEEI et l'IMFT à Toulouse).

La caractérisation du vent constitue également un terrain de recherches important. Généralement, lorsqu'il s'agit de produire l'électricité au fil du vent et de prédire la productibilité annuelle, on se satisfait de courbes de distribution statistique des vitesses de vent telle que celle présentée à la figure 25.

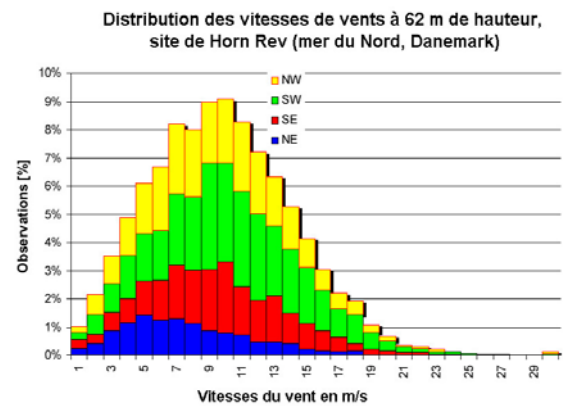


Fig.25- Exemple de distribution statistique des vitesses de vent (avec mention des directions).

Cependant ce type de représentation se révèle insuffisante lorsque les turbulences sont importantes (variations de l'intensité –vitesse- ? du vent autour d'une vitesse moyenne). Les travaux publiés dans [35] par le GREAH donnent une modélisation originale, fondée sur des filtres spéciaux (ordres entier et non entier) pour représenter ces phénomènes sur les courtes et moyennes durées.

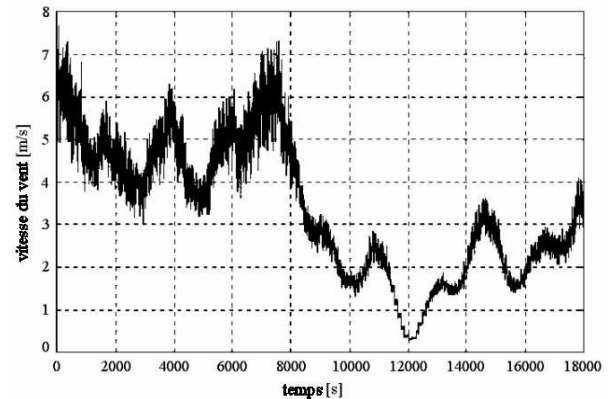


Fig.26- Vitesse du vent instantanée simulée [35].

Des recherches sont menées sur la prévision de l'intensité du vent. Elles relèvent en grande partie de la météorologie (CENERG [36]). Il s'agit d'un aspect difficile mais extrêmement important pour la gestion du réseau.

G. Systèmes en sites isolés ou fortement décentralisés

En site isolé, il se révèle souvent intéressant d'associer des générateurs thermomécaniques, diesel par exemple aux éoliennes (ou aux générateurs photovoltaïques) [37]. Il s'agit alors d'optimiser la gestion du système, comprenant également un accumulateur, afin de minimiser son coût de fonctionnement (consommation de carburant, fatigue du moteur lors des démarrages...).

Les accumulateurs, utilisés dans ces situations, sont actuellement de type plomb-acide. Mais la durée de vie des batteries électrochimiques en situation de cyclage élevé, est limitée à quelques milliers d'heures dans les meilleurs des cas et la gestion d'énergie est très contraignante si l'on veut limiter leur vieillissement [38]. Des travaux de recherche sont en cours sur des solutions alternatives à fort potentiel de durée de vie comme le stockage inertiel [39].

Enfin, mentionnons les travaux de SATIE sur des systèmes multisources (éolien, photovoltaïque, voire houlomoteur) couplés au réseau avec un accumulateur [40].

Les optimisations concernent le dimensionnement du système de production et stockage, ainsi que la gestion de l'énergie stockée. Globalement, la problématique est économique [41].

V. CONCLUSION

Le domaine des énergies renouvelables, notamment l'éolien, représente une nouvelle opportunité pour les recherches en Génie Electrique et la plupart des laboratoires l'ont déjà compris. Ces recherches seront d'autant plus fructueuses qu'elles seront suffisamment pluridisciplinaires ainsi que l'exigent ces systèmes complexes.

REFERENCES

- [1] Proposition de directive du parlement européen et du conseil « relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité », 2000.
- [2] B. MULTON, *Production d'électricité par des sources renouvelables*, A paraître mi 2003 aux Techniques de l'Ingénieur, Traités de Génie Electrique, D4005-4006.
- [3] B. MULTON, O. GERGAUD, G. ROBIN, H. BEN AHMED *Ressources énergétiques et consommation humaine d'énergie*, A paraître en 2003 aux Techniques de l'Ingénieur, Traités de Génie Electrique, D3900.
- [4] EuroservER, « Le baromètre européen des énergies renouvelables », bilan octobre 2000/février 2002. Editions Systèmes Solaires.
- [5] Commission Européenne « Énergie pour l'avenir: les sources d'énergie renouvelables. Livre blanc établissant une stratégie et un plan d'action communautaires », nov. 1997.
- [6] BTM Consult, « International wind enregy development. World Marketupdate 2001 », 2002.
- [7] EWEA (European Wind Energy Association), "Wind Force 12. A blue print to achieve 12% of the world electricity from wind power by 2020", report 2001.
- [8] P GARDNER et al., "Electrical systems for offshore windfarms", 1998 Twentieth BWEA Wind Energy Conference Wind Energy.
- [9] CA-OWEE (Concerted Action on Offshore Wind Energy in Europe) "Offshore Wind Energy Ready to Power a Sustainable Europe", Final Report supported by European Commission, dec. 2001.
- [10] S. RAHMAN, « Green power. What is it and where can we find it? », IEEE Power & Energy Magazine, Jan/Feb. 2003, pp.30-37.
- [11] E. HAU, *Wind-Turbines*, Springer, 2000.
- [12] B. MULTON, O. GERGAUD, H. BEN AHMED, X. ROBOAM, S. ASTIER, B. DAKYO, C. NIKITA, *Etat de l'art des aérogénérateurs*, Ouvrage collectif « L'électronique de puissance vecteur d'optimisation pour les énergies renouvelables », Ed. NOVELECT - ECRIN, mai 2002, pp.97-154.
- [13] OWEE (Offshore Wind Energy in Europe), "Technology of Wind Energy", www.offshorewindenergy.org 25 fev.2003.
- [14] R. HOFFMANN; P. MUTSCHLER, «The Influence of Control Strategies on the Energy Capture of Wind Turbines ». CDROM of the IEEE IAS Conf., oct. 2000.
- [15] S. MÜLLER, M. DEICKE, R.W. DE DONCKER, "Doubly Fed Induction Generator Systems for Wind Turbines", IEEE Indust. Appl. Magazine, May/June 2002, pp.26-33.
- [16] F. POITIERS, M. MACHMOUM, R. LE DOEUFF & M.E. ZAIM, "Control of a Doubly-Fed Induction Generator for Wind Energy Conversion Systems", IJREE 2001.
- [17] B. MULTON, J. BONAL, « Les entraînements électromécaniques directs : diversité, contraintes et solutions. », Revue REE n°10, nov. 99, pp.67-80.
- [18] J. COURAULT, « Energy Collection on Offshore Wind Farm », GIRCEP, march 2002.
- [19] M. DAHLGREN, H. FRANK, M. LEIJON, F. OWMAN, L. WALFRIDSSON, « Windformer. Production à grande échelle d'électricité éolienne », Revue ABB n°3-2000, pp.31-37.
- [20] J. FONKENELL, P. DUFLON, « Percée technologique : la turbine Ecobulb », Hydroenergia, 2 juil. 2002.
- [21] O. GERGAUD, B. MULTON, H. BEN AHMED, « Modélisation d'une chaîne de conversion éolienne de petite puissance », Electrotechnique du Futur 2001, Nancy, nov. 2001, pp.17-22.
- [22] M. BORK, G. HENNEBERGER, « New Transverse Flux Concept for an Vehicle Drive System ». Proc. du colloque ICEM 96, Vigo sept. 96, Vol. 2, pp.308-313.
- [23] S. TAÏBI, I. HAOUARA, A. TOUNZI, F. PIRIOU, « Etude de MRV excitées pour des application en entraînement direct », CEMD'99, Cachan 4 février 1999.
- [24] I. MENY, P. ENRICI, D. MATT, J.J. HUSELSTEIN, « Machine à Réductance Variable à Aimants à effet Vernier. Application pour une conversion d'énergie éolienne », Geviq, Marseille, juin 2002.
- [25] Z. CHEN, E. SPOONER, "Grid Power Quality with Variable Speed Wind Turbines », IEEE Trans. On Energy Conv. Vol16, n°2, june 2001, pp.148-154.
- [26] M. CRAPPE, "La problématique d'intégration au niveau européen", Journée ECRIN Intégration des Energies Renouvelables aux Réseaux électriques, Paris, 10 déc. 2002.
- [27] V. ECKHARDT, R. KAFEMANN, K.P. LEHMANN, K. ÖVERMÖHLE; I. RENNERT, W. WOLLERT, « Offshore Windenergie - Chancen und Herausforderungen im Überblick », ELEKTRIE 56 (2002) pp.7-9.
- [28] T.A. MEYNARD, H. FOCH, P. THOMAS, J. COURAULT, R. JAKOB, M. NAHRSTAEDT, "Multicell Converters: Basic Concepts and Industry Applications", IEEE Trans. IE. Vol.49, N°5, oct. 2002, pp.955-964.
- [29] B. MULTON, J. RUER, « Stocker l'électricité: oui, c'est indispensable et c'est possible. Pourquoi, où, comment ? », publi. ECRIN, avr. 2003, 29p.. Available: <http://www.ecrin.asso.fr/energies/>
- [30] J. C. TRICHET, « Le vent pourrait éteindre la soif énergétique de l'humanité », Energie Plus sup. au n°300, 15 fev03, pp.13-18.
- [31] L. LECLERCQ, B. ROBYNS, « Stockage inertielle d'énergie en vue d'améliorer l'intégration des éoliennes dans un réseau électrique », réunion GdR Production décentralisée, Toulouse 27-28 jan. 03.
- [32] B. ROBYNS, Y. PANKOW, L. LECLERCQ, B. FRANÇOIS, « Equivalent continuous dynamic model of renewable energy systems », ELECTRIMACS 7th, august 2002, Montreal, CDROM 6p.
- [33] A. BOUSCAYROL, P. DELARUE, "Simplifications of the Maximum Control Structure of a wind energy conversion system with an induction generator", International Journal of Renewable Energy Engineering, vol 4, no. 2, August 2002, pp 479-485.
- [34] A. MIRECKI, X. ROBOAM, S. BOUX, L. MARROYO, « Optimisation de la conversion d'énergie pour une éolienne à axe vertical », colloque GEVIQ juin 2002, Marseille.
- [35] C. NICHITA, D. LUCA, B. DAKYO, E. CEANGA, "Large Band Simulation of the Wind Speed for Real Time Wind Turbine Simulators", IEEE Trans. Energy Conv., Vol.. 17, N°4, Dec. 2002, pp.523-529.
- [36] G. KARINIOTAKIS, D. MAYER, "An Advanced On-Line Wind Resource Prediction System for the Optimal Management of Wind Parks", 3rd Conf. On Power Gen., Transm., Distrib. And Energy Conversion MED Power 2002, Athens, nov. 2002.
- [37] T. ACKERMANN, L. SÖDER, "An overview of wind energy-status 2002", Renew. and Sustainable Energy Reviews, 6 (2002) pp.67-128.
- [38] P. IZZO, « Etude d'un circuit électronique et algorithmique destiné à la gestion de systèmes autonomes de production d'énergie photovoltaïque », Thèse LEM-EDF, 2 déc. 02.
- [39] N. BERNARD, H. BEN AHMED, B. MULTON, C. KERZREHO, J. DELAMARE, F. FAURE, "Flywheel energy storage systems in hybrid and distributed electricity generation", PCIM may 2003.
- [40] O. GERGAUD, « Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur », Thèse de l'ENS de Cachan, 9 décembre 2002. Available : http://www.bretagne.ens-cachan.fr/dochtml/docD/pdf/these_complete_O.GERGAUD.pdf
- [41] O. GERGAUD, G. ROBIN, H. BEN AHMED, B. MULTON, "Economic Formalism for Optimizing the Design and Energy Management of a hybrid wind/photovoltaic system", ICREPQ (Intern. Conf. On Renewable Energies and Power Quality) 2003, Vigo (Spain) 9-11 apr. 2003.