

Etat de l'art des convertisseurs électromécaniques pour les énergies marines renouvelables

Haidar DIAB, Amina BENSALAH, Mostafa HATOUM, Yacine AMARA & Georges BARAKAT

Normandie Univ, UNIHAVRE, GREAH, 76600 Le Havre, France

RESUME—Cette contribution présente un état de l'art des convertisseurs électromécaniques destinés aux énergies marines renouvelables (EMR). L'eau recouvre plus de 70% de la surface de notre planète ; il s'ensuit que le potentiel des énergies marines renouvelables est énorme. Il existe différentes énergies marines renouvelables ; celles concernées ici sont celles impliquant une conversion électromécanique, à savoir l'énergie marémotrice, l'énergie hydrolienne, l'énergie houlomotrice, et enfin l'éolien offshore.

Mots-clés—Energies renouvelables, énergie des océans, machines électriques, éoliennes, hydroliennes, houlegénérateurs.

1. INTRODUCTION

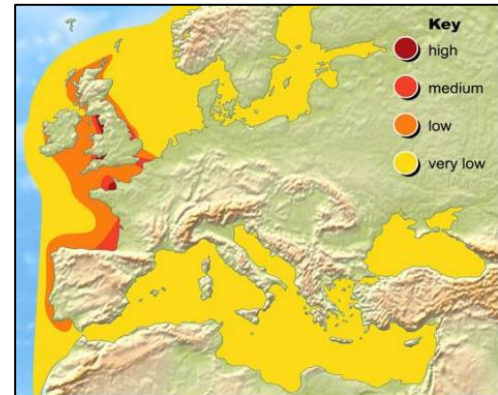
Les problèmes liés à l'utilisation des énergies fossiles poussent nos sociétés à leur trouver des alternatives viables et durables. L'énergie nucléaire moins émettrice de gaz polluants à effet de serre, n'en est pas moins extrêmement controversée. En effet, les déchets radioactifs, produits des centrales nucléaires, dont la gestion est problématique, ont une durée de vie qui dépasse plusieurs générations.

Dans ce contexte, les énergies renouvelables constituent une solution viable et pérenne. L'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), assure que la France pourrait produire, d'ici 2050, 100% de son énergie électrique à partir d'énergies renouvelables, et ceci à des coûts économiquement acceptables [1].

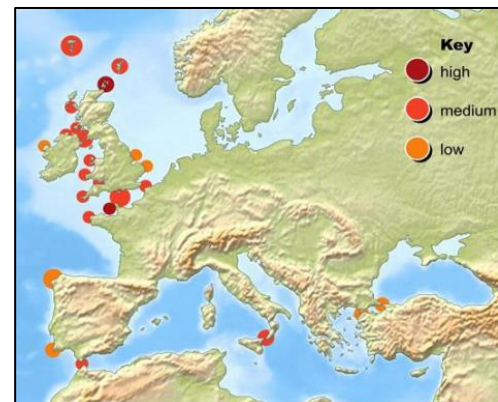
Par ailleurs, l'eau recouvre plus de 70% de la surface de notre planète ; le potentiel des énergies marines renouvelable est donc énorme. Il existe différentes énergies marines renouvelables ; celles concernées ici sont celles impliquant une conversion électromécanique, à savoir l'énergie marémotrice, l'énergie hydrolienne, l'énergie houlomotrice, et enfin l'éolien offshore. La Fig. 1 présente le potentiel européen pour l'énergie marémotrice [Fig. 1(a)], l'énergie hydrolienne [Fig. 1(b)], et l'énergie houlomotrice [Fig. 1(c)] [2].

Dans ces différents types d'énergies marines, la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique se fait essentiellement via des alternateurs. On trouve des convertisseurs électromagnétiques de différentes technologies : machines rotatives et machines linéaires (houlegénérateurs).

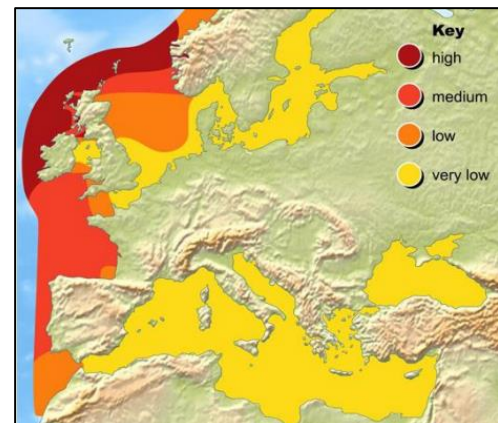
Plusieurs états de l'art de ces technologies existent dans la littérature scientifique [3]–[6]. Un état de l'art mis à jour est proposé dans cette contribution. Il concernera autant les machines rotatives, que les machines linéaires, et s'intéressera plus particulièrement à la conversion directe.



(a) Potentiel européen pour l'énergie marémotrice (Source : Aqua-RET)



(b) Potentiel Européen pour l'Energie hydrolienne (Source : Aqua-RET)

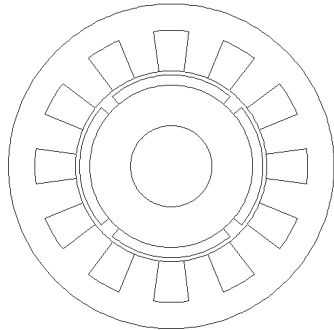


(c) Potentiel européen pour l'énergie houlomotrice (Source : Aqua-RET)

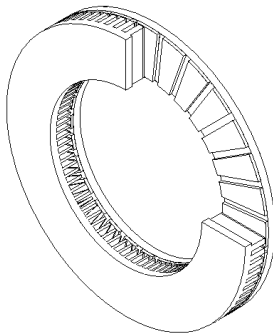
Fig. 1. Potentiel des EMR en Europe [2].

2. STRUCTURES DES MACHINES ELECTRIQUES

Les Figs. 2 et 3 montrent différentes technologies de machines électriques : la Fig. 2, des structures de machines rotatives à flux radial [Fig. 2(a)], et à flux axial [Fig. 2(b)] ; la Fig. 3, des structures de machines linéaires planes [Fig. 3(a)], et tubulaires [Fig. 3(b)]. Les machines rotatives peuvent être utilisées dans toutes les EMR citées plus haut. Les machines linéaires sont essentiellement utilisées comme houlogénérateurs.

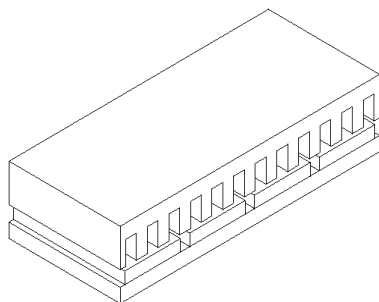


(a) Machine à flux radial

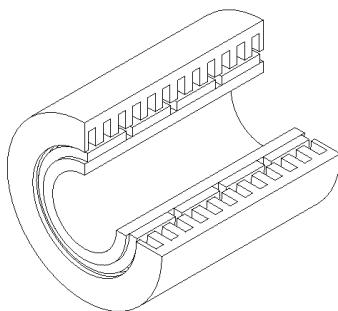


(b) Machine à flux axial

Fig. 2. Structures de machines rotatives.



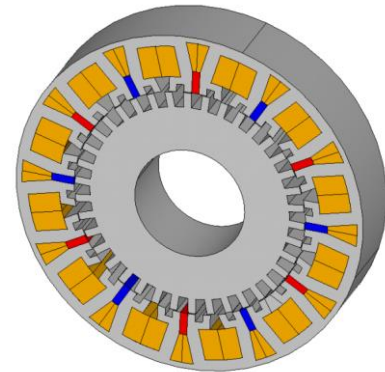
(a) Machine linéaire plane



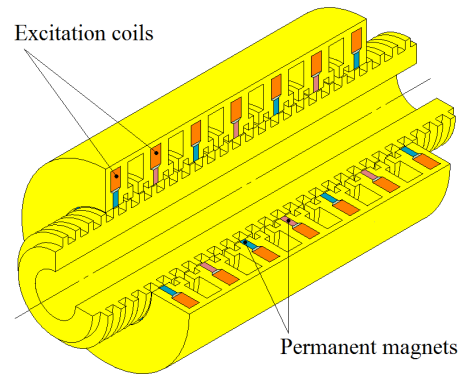
(b) Machine linéaire plane

Fig. 3. Structures de machines linéaires.

La Fig. 4 montre des structures développées au GREAH. Il s'agit de machines à double excitation à commutation de flux à effet Vernier [7].



(a) Machine rotative (hydrolienne ou éolienne)



(b) Machine linéaire tubulaire (houlogénérateur)

Fig. 4. Machines à double excitation à commutation de flux à effet Vernier.

3. ETAT DE L'ART

Parmi les différentes énergies marines renouvelables [8], l'éolien offshore constitue la filière la plus mature et la plus développée. La part la plus importante de cet état de l'art, lui sera consacrée.

3.1. Hydroliennes

Les hydroliennes sont pour les courants marins, l'équivalent de ce que sont les éoliennes pour le vent. Cette filière est plutôt délaissée pour le moment [9]–[11], du moins en France, à cause de ses coûts plus élevés que pour l'éolien offshore (300 à 500 €/MWh contre moins de 50 €/MWh) [11].

La Fig. 5 montre l'hydrolienne développée par l'entreprise "OpenHydro", filiale de "Naval Group", aujourd'hui liquidée.



Fig. 5. Hydrolienne OpenHydro (500 kW).

Du point de vue du système de conversion électromécanique, cette technologie est semblable à celle des éoliennes. Les structures de machines électriques utilisées sont des structures rotatives (Fig. 2).

3.2. Houlogénération

La conversion de l'énergie des vagues, en énergie électrique, recouvre plusieurs systèmes différents [12]–[14]. Les machines électriques utilisées dans ces systèmes peuvent être rotatives (Fig. 2) ou linéaires (Fig. 3). Des systèmes de transmission peuvent être présents ou pas.

La Fig. 6 montre le système "Pelamis" [14], développé par l'entreprise écossaise "Pelamis Wave Power", aujourd'hui liquidée [15].

Plusieurs projets, qui restent au niveau de la R&D, sont répertoriés sur le site internet du "European Marine Energy Centre" (EMEC) [16]. Comme les hydroliennes, la houlogénération n'a pas encore atteint la maturité nécessaire pour un développement industriel.

Un état de l'art intéressant est présenté dans la référence [17]. Les auteurs défendent dans cet article l'utilisation de structures multiaxiales (Fig. 7).

3.3. Energie des marées

Comme l'éolien, cette technologie a atteint le stade de la maturité industrielle et commerciale. Le nombre de centrales électriques marémotrices est cependant peu important, en raison du nombre limité de sites propices dans le monde, et leur effet négatif sur l'environnement. Le Tableau 1 énumère les centrales marémotrices en exploitation dans le monde [8] [18].



Fig. 6. Système "Pelamis" [14].



Fig. 7. Houlogénérateur multiaxial [17].

Tableau 1. Centrales marémotrices opérationnelles dans le monde

Centrale	Puissance (MW)	Pays
Sihwa	254	Corée du Sud
La Rance	240	France
Annapolis Royal	20	Canada
MeyGen	6	Royaume Uni (Écosse)
Jiangxia	3.2	Chine
Kislaya Guba	1.7	Russie
Uldolmok	1.5	Corée du Sud
Eastern Scheldt	1.2	Pays-Bas

La centrale marémotrice française de La Rance a été la première à être mise en service dans le monde en 1966 [8]. Elle reste jusqu'à aujourd'hui l'une des plus importantes du monde.

Du point de vue du système de conversion électromécanique, cette technologie est semblable à celle des éoliennes. Les structures de machines électriques utilisées sont des structures rotatives (Fig. 2).

3.4. Éolien offshore

Des états de l'art très intéressants peuvent être consultés dans les références [19]–[38]. Il en ressort que la conception des systèmes éoliens doit répondre à des critères dont les plus importants sont :

- ✓ fiabilité et facilité d'entretien ;
- ✓ poids total de la nacelle ;
- ✓ coût ;
- ✓ problèmes de rendement énergétique et d'intégration au réseau.

L'augmentation de la puissance unitaire des éoliennes doit être analysée au regard de ces critères.

Le Tableau 2 répertorie les principaux fabricants d'éoliennes (15 premiers fabricants d'éoliennes en 2017) [38] et leur part du marché des nouvelles installations d'éoliennes en 2017 (52 150 MW). Il s'agit là des installations "onshore" et "offshore".

Tableau 2. Principaux constructeurs d'éoliennes [38]

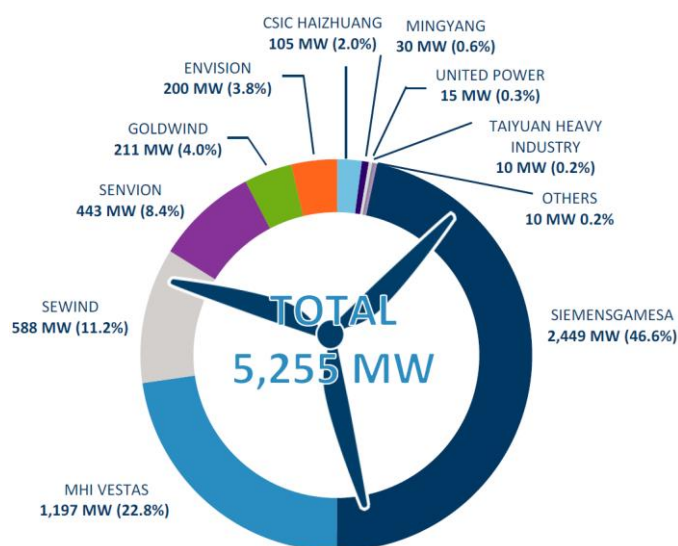
Constructeur	Part de marché (%)	Pays
Vestas	16.7	Danemark
SiemensGamesa	16.6	Allemagne / Espagne
Goldwind	10.5	Chine
GE Renewable	7.6	États-Unis
Enercon	6.6	Allemagne
Envision	6.0	Chine
Nordex Acciona	5.2	Allemagne
Mingyang	4.7	Chine
Senvion	3.7	Allemagne
Sulzon	2.6	Inde
United Power	2.6	Chine
CSIC Haizhuang	2.3	Chine
Sewind	2.1	Chine
XEMC	1.8	Chine
Dongfang	1.6	Chine

Ces chiffres correspondent aux nouvelles installations, et n'incluent pas les remplacements d'anciennes éoliennes [38].

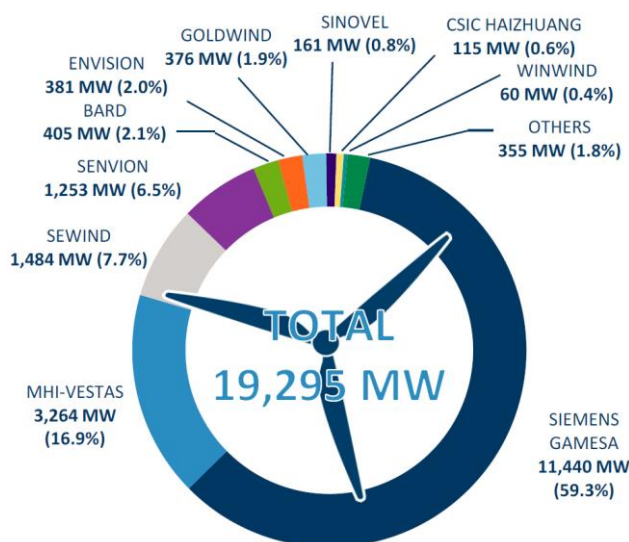
Des 52 150 MW nouvellement installés en 2017, 4 331 MW (8.3 %) [39] à 5 255 MW (10.1 %) [38] correspondent à des installations offshore. A la fin de l'année 2017, une capacité totale de 18.81 GW [39] [40] à 19 295 MW [38] d'éoliennes offshore était disponible [39] [40]. En 2017, le Royaume-Uni (6,84 GW), l'Allemagne (5,35 GW) et la Chine (2,79 GW) occupent le podium des plus grands parcs éoliens en mer [40].

La Fig. 8 montre les principaux constructeurs d'éoliennes installées en offshore [38]. La Fig. 9 montre les 5 plus grands constructeurs ayant fourni des unités de plus de 5 MW, avec leurs parts de marché [37].

Les critères retenus précédemment poussent au développement d'éoliennes dont la puissance unitaire soit la plus grande possible, essentiellement pour réduire les coûts d'installation et de maintenance. En effet, il est plus économique d'installer un nombre limité de turbines à forte puissance unitaire, qu'un nombre plus important de turbines à plus faible puissance [41] [42]. La Fig. 10 montre l'éolienne, Haliade-X de 12 MW, la plus puissante au monde.



(a) Nouvellement installées en 2017 [38]



(b) Cumulatif à la fin de l'année 2017 [38]

Fig. 8. Top 10 des fournisseurs d'éoliennes offshore [38].

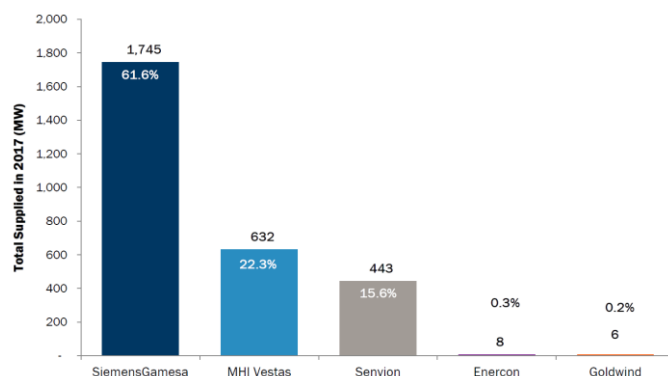


Fig. 9. Top 5 des fournisseurs de turbines éoliennes de plus de 5 MW l'unité [38].



Fig. 10. Eolienne Haliade-X de 12 MW de GE Renewable [43].

Cette éolienne possède un générateur synchrone (alternateur) à aimants permanents à attaque directe [19]. Plusieurs études ont été, et sont actuellement, menées pour augmenter encore cette puissance unitaire [44]–[48].

Deux projets Européens, "UpWind" et "InnWind", ont été dédiés à l'étude de faisabilité d'une éolienne à 20 MW [44] [45]. Le "National Renewable Energy Laboratory" (NREL) américain, et la "Technical University of Denmark" (DTU), danoise, ont collaboré dans le cadre de l'agence internationale de l'énergie (AIE) [46], sur la faisabilité d'une éolienne offshore de 15 MW [47]. La "International Renewable Energy Agency" (IRENA) [48] rend compte de cette tendance dans son rapport de l'année dernière [49] (Fig. 11).

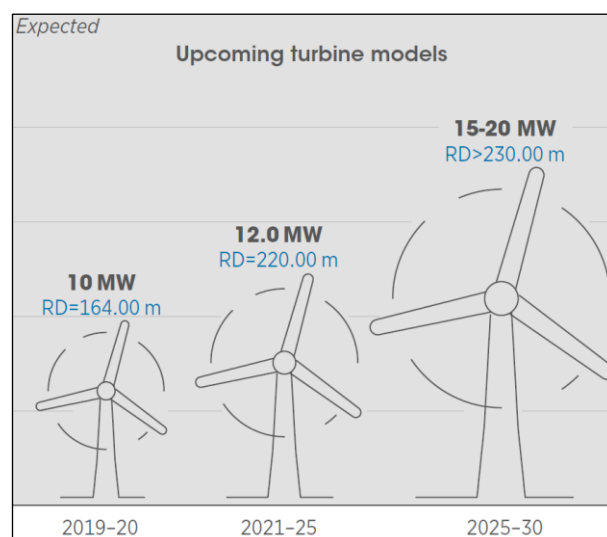


Fig. 11. Future augmentation de la puissance unitaire des éoliennes.

On reprend maintenant, ci-dessous, l'état de l'art présenté dans la référence [24], en y apportant des mises à jour.

3.4.1. Fiabilité et facilité d'entretien

Plusieurs études récentes ont été consacrées à la problématique de la fiabilité des systèmes turbines éoliennes [50]–[63]. Cette problématique a un lien direct avec les coûts d'exploitation et de maintenance (O&M (operations and maintenance) costs en anglais) des systèmes éoliens.

Ces études reposent sur des bases de données collectées sur les systèmes éoliennes déjà installés "onshore" et "offshore". A noter que la première ferme d'éoliennes offshore est le parc éolien de Vindeby au Danemark [64]. Ce parc a été démantelé en 2017, année pendant laquelle le premier parc éolien flottant "Hywind Scotland" a été mis en service [64].

Un projet Européen "RELIAWIND" regroupant des acteurs des mondes industriel et académique a été consacré à cette problématique [65].

Des analyses plus ou moins fines sont faites des données collectées. Certaines études sont d'ailleurs consacrées à définir les meilleurs indicateurs de lecture de ses bases pour en tirer les bons enseignements [55] [57]–[60] [62]. En amont, ces études permettent d'affiner les campagnes de monitoring. Certains composants comme le générateur sont des systèmes électromécaniques complexes qui ne doivent pas être traités comme un seul composant, mais comme un ensemble de sous-composants (paliers, bobinages, ... etc.) à surveiller [61] [63].

Globalement, il ressort des données consacrées aux systèmes de production électrique [52] [53] [56] [57], que les boîtes de vitesses, pour les systèmes d'entraînement où elles sont présentes, sont les composants ayant le coût O&M le plus élevé [52] [56] [57], surtout lorsque celles-ci sont à plusieurs étages. Sans être l'organe qui tombe le plus souvent en panne, elles nécessitent cependant une maintenance régulière.

Pour les entraînements directs, où elles ne sont pas présentes, le taux de défaillance du générateur augmente [52] [53]. En effet, l'élimination des boîtes de vitesses déporte les problématiques au niveau du générateur qui subit des contraintes mécaniques beaucoup plus importantes, et la charge en courant augmente parallèlement (machines couple).

Dans l'attaque directe, la vitesse de rotation étant relativement faible, le couple produit par la machine devient relativement élevé, ainsi que le courant de l'induit (machines couple), ce qui engendre des problèmes mécaniques et d'échauffement des bobinages [52] [53].

Pour remédier à ce problème, l'utilisation des boîtes de vitesses magnétiques peut être envisagée [45]. Celles-ci nécessitent moins de maintenance. Cette possibilité a été étudiée dans le cadre du projet Européen "InnWind" [45].

La Fig. 12 montre une vue CAO du concept "PDD" (pour pseudo-direct drive) étudié dans ce cadre. Les auteurs de l'étude arrivent à la conclusion que ce type de système serait plus compact, et plus efficace qu'un générateur à aimants permanents à attaque directe [66]. Il faut cependant noter que ces machines sont grandes consommatrices d'aimants permanents performants à base de terres rares, et l'on connaît les problèmes liés à ces matériaux. L'extraction de ces matériaux est très polluante, avec un quasi-monopole de la Chine, ce qui soulève des questions de disponibilité et de dépendance économique.

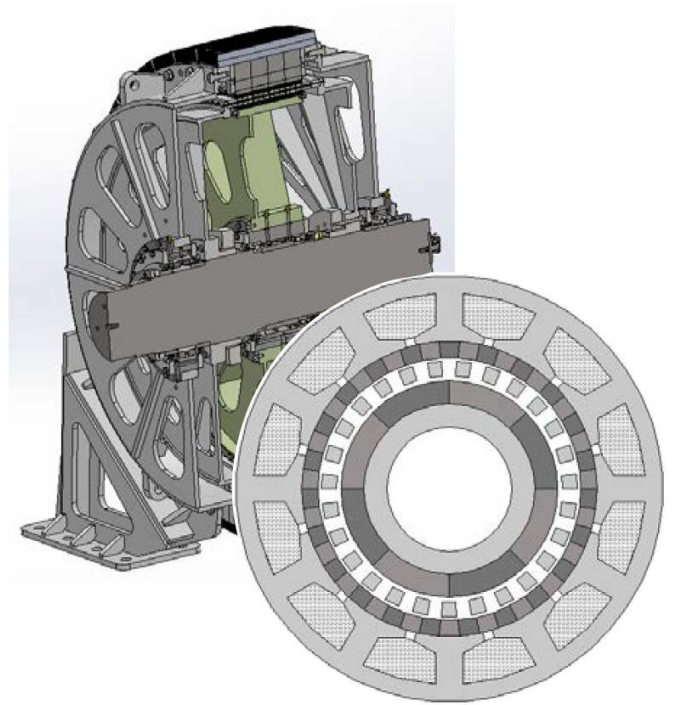


Fig. 12. Système PDD développé durant le projet "InnWind" [45] [66]

Cette problématique a fait l'objet du projet Européen "ROMEO" (Replacement and Original Magnet Engineering Options) [67], à ne pas confondre avec le projet "ROMEO" actuel concernant l'éolien offshore [68].

3.4.2. Poids total de la nacelle

Le poids de la nacelle est un indicateur important de la faisabilité technico-économique d'un concept d'éolienne. Dans la perspective de l'utilisation de générateurs à entraînement direct, beaucoup plus lourds que ceux associés à des boîtes de vitesses, et de l'inclusion de transformateurs élévateurs dans la nacelle [69], pour les éoliennes offshore, la charge mécanique de la tour sera trop élevée, et peut compromettre donc la faisabilité technico-économique des éoliennes de plus forte puissance.

En ce qui concerne la réduction du poids du transformateur de puissance, certaines études portent sur des solutions où celui-ci est remplacé par un convertisseur de l'électronique de puissance plus léger. Un état de l'art concernant cet aspect est présenté dans la référence [70].

Pour le générateur, l'adoption de solution innovante plus compacte, et donc moins lourde, comme les "PDD", ou les générateurs à base de supraconducteurs sont toujours d'actualité. Ces deux solutions ont été explorées dans le cadre du projet "InnWind" [45].

Le développement d'un démonstrateur de génératrice supraconductrice à faible coût et légère a été réalisé récemment dans le cadre du projet Européen "EcoSwing" [71], qui a pris fin en avril 2019. Ce prototype a été placé dans une éolienne et testé avec succès [72] [73].

3.4.3. Coût

Un autre aspect à prendre en compte lors de la conception d'éoliennes est celui des coûts d'investissement et d'exploitation. Le coût du générateur représente une part non négligeable du coût total de la nacelle [74] [75], qui constitue elle-même une part importante des coûts d'investissement et d'exploitation.

Les générateurs à aimants permanents présentent des coûts d'investissement relativement élevés, mais qui sont compensés par des coûts O&M relativement faibles.

Compte tenu de la fluctuation des prix des aimants permanents, une solution consiste en l'utilisation de générateurs à excitation bobinée [76] (Fig. 13), ou à double excitation [77]. Cependant, cela induirait une augmentation des coûts O&M, compte tenu du système additionnel d'excitation.

Cette problématique des coûts de l'éolien offshore fait actuellement l'objet du projet Européen "ROMEO" [68].

3.4.4. Problèmes de rendement énergétique et d'intégration au réseau

Le générateur à aimant permanent tolérant aux défauts à entraînement direct est sans conteste la meilleure solution pour l'augmentation du rendement énergétique d'une éolienne. Le concept d'entraînement direct permet d'éliminer complètement les pertes des boîtes de vitesses, et les générateurs à aimants permanents ont un rendement relativement plus élevée que les autres technologies de machines. La tolérance aux défauts de la machine permet d'améliorer sa disponibilité et par conséquent son rendement énergétique.

La pénétration de l'énergie éolienne dans le système énergétique électrique continue d'augmenter, ce qui implique que les grands parcs éoliens passent du statut de simple source d'énergie, au statut de centrale avec des caractéristiques de support au réseau électrique.

Les principales exigences du "grid code" peuvent être résumées comme suit [79] [80] :

- ✓ le contrôle des puissances actives et réactives ;
- ✓ le contrôle de la qualité de la tension (niveau, fréquence, et contenu harmonique) ;
- ✓ la tenue au creux de tension.



Fig. 13. Plateforme de tests d'Enercon à Aurich (Allemagne) [78] / Alternateur à excitation bobinée.

Alors que, dans les centrales thermiques classiques, la capacité des tranches à répondre au "grid code" est assurée en amont, par le contrôle du système d'entraînement, dans le cas des éoliennes, cela n'est plus possible. Il n'est pas possible de contrôler la direction et l'intensité du vent.

Les solutions proposées, pour répondre aux exigences des opérateurs des réseaux électriques, consistent en l'adjonction de systèmes de l'électronique de puissance [81]–[83], souvent associés à du stockage [84] [85], en aval des éoliennes.

4. CONCLUSIONS

Nous avons passé en revue, dans cette communication, les différentes énergies marines renouvelables (EMR) impliquant une conversion électromécanique.

L'éolien offshore est la filière la plus mature et la plus développée parmi les différentes EMR. C'est donc à elle qu'a été consacrée la plus grande partie de cet état de l'art.

Plusieurs des critères guidant la conception de systèmes éoliens sont cependant partagés par les autres EMR. En particulier les critères :

- ✓ fiabilité et facilité d'entretien ;
- ✓ coût ;
- ✓ problèmes de rendement énergétique et d'intégration au réseau.

Le poids des systèmes de conversion n'est plus un élément bloquant pour les autres EMR, étant donné que ces systèmes ne sont pas suspendus à des hauteurs relativement élevées, comme pour l'éolien.

A contrario, les coûts O&M sont plus élevés pour les hydroliennes et les houlogénérateurs, ce qui freine leurs développements.

Les générateurs à aimants permanents à attaque directe sont les mieux adaptés pour répondre aux différents critères. Le problème de la disponibilité de ces matériaux doit cependant être souligné. En effet, l'extraction de ces matériaux est très polluante, avec un quasi-monopole de la Chine, ce qui soulève également des questions de dépendance économique.

Dans la perspective du développement de l'électromobilité, avec l'utilisation de ces matériaux à des volumes très importants, cette question se pose avec d'autant plus d'acuité.

Réserver les aimants permanents pour la génération de puissance électrique pourrait être une solution. En effet, le vrai problème de l'électromobilité n'est pas tant le système de conversion électromécanique, que le stockage.

5. REFERENCES

- [1] ADEME, *Vers un mix électrique 100% renouvelable en 2050*, Rapport final, Avril 2015.
- [2] <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/energies-marines-renouvelables-0>
- [3] Jean-Claude Sabonnadière & al., *Nouvelles technologies de l'énergie 1 : les énergies renouvelables*, Hermes Science Publications, 2006.
- [4] Bernard Multon & al., *Énergies marines renouvelables. Aspects généraux, éolien, marémoteur et hydrolien*, Hermes Science Publications Collection, 2011.
- [5] S. E. Ben Elghali, M. E. H. Benbouzid, and J. F. Charpentier, "Marine tidal current electric power generation technology: State of the art and current status," in *Proc. of 2007 IEEE International Electric Machines & Drives Conference (IEMDC 2007)*, Antalya, Turkey, May 3–5, 2007.
- [6] T. K. A. Brekken, A. von Jouanne, H. Y. Han, "Ocean wave energy overview and research at Oregon State University," in *Proc. of 2009 IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications (PEMWA 2009)*, Lincoln, NE, USA, June 24–26, 2009.

- [7] Y. Amara, G. Barakat, S. Hlioui, et J. Paulides, "Machine à double excitation à effet Vernier à commutation de flux," Contribution soumise à SGE2020, Nantes, France, 30 juin – 02 juillet, 2020.
- [8] B. Multon & al., *Marine Renewable Energy Handbook*, © 2012 by John Wiley & Sons, Inc.
- [9] <https://www.notre-planete.info/actualites/1391-fin-energie-hydrolienne>
- [10] <https://www.capital.fr/economie-politique/les-hydroliennes-peinent-a-sinstaller-en-france-1343326>
- [11] <https://www.energiesdelamer.eu/2019/09/03/le-developpement-de-l-hydrolien-en-france-qu-est-ce-qui-bloque/>
- [12] <http://www.emec.org.uk/marine-energy/wave-devices/>
- [13] A. Babarit, J.-M. Rousset, H. Mouslim, J. Aubry, H. Ben Ahmed, et B. Multon, "La récupération de l'énergie de la houle, partie 1 : caractérisation de la ressource et bases de l'hydrodynamique," *La Revue 3E.I.*, Société de l'électricité, de l'électronique et des technologies de l'information et de la communication, 2009, pp.17-25.
- [14] J. Aubry, A. Babarit, H. Ben Ahmed, et B. Multon, "La récupération de l'énergie de la houle, partie 1 : Systèmes de récupération et aspects électriques," *La Revue 3E.I.*, Société de l'électricité, de l'électronique et des technologies de l'information et de la communication, 2009, pp.26–32.
- [15] <https://www.bbc.com/news/uk-scotland-scotland-business-30151276>
- [16] <http://www.emec.org.uk/marine-energy/wave-developers/>
- [17] G. A. Aggidis and C. J. Taylor, "Overview of wave energy converter devices and the development of a new multi-axis laboratory prototype," *IFAC-PapersOnLine*, vol. 50, Issue 1, July 2017, pp. 15651-15656.
- [18] V. Khare, C. Khare, S. Nema, and P. Baredar, *Tidal Energy Systems : Design, Optimization and Control*, Elsevier, 1st Edition (October 30, 2018).
- [19] K. Rohrig & al., "Powering the 21st century by wind energy—Options, facts, figures," *Appl. Phys. Rev.* 6, 031303 (2019); doi: 10.1063/1.5089877.
- [20] A. Bensalah, M. A. Benhamida, G. Barakat and Y. Amara, "Large wind turbine generators: State-of-the-art review," Proceedings of 2018 XIII International Conference on Electrical Machines (ICEM 2018), Alexandroupoli, Greece, 3–6 September 2018.
- [21] V. Yaramasu, B. Wu, P. C. Sen, S. Kouro, and M. Narimani, "High-power wind energy conversion systems: State-of-the-art and emerging technologies," *Proceedings of the IEEE*, vol. 103, no. 5, pp. 740 – 788, May 2015
- [22] O. Keysan, "Future electrical generator technologies for offshore wind turbines," *Eng. Technol. Reference*, pp. 1–11, 2014, doi: 10.1049/etr.2014.0020.
- [23] Rasmussen, F., Grivel, J.-C., Faber, M. H., Mijatovic, N., & Abrahamsen, A. B. (2014). *Emerging wind energy technologies*. In H. Hvidtfeldt Larsen, & L. Sønderberg Petersen (Eds.), DTU International Energy Report 2014: Wind energy — drivers and barriers for higher shares of wind in the global power generation mix (pp. 52-62). Technical University of Denmark. Available at: <https://orbit.dtu.dk/en/publications/emerging-wind-energy-technologies>
- [24] H. Tiegna, Y. Amara, G. Barakat. B. Dakyo, "Overview of high power wind turbine generators," Proceedings of the 2012 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA), 11–14 Nov. 2012, Nagasaki, Japan.
- [25] H. Polinder, "Overview of and trends in wind turbine generator systems," 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, pp. 1–8, July 2011, Detroit, Michigan, USA.
- [26] L. H. Hansen, P. H. Madsen, F. Blaabjerg, H. C. Christensen, U. Lindhard, and K. Eskildsen, "Generators and power electronics technology for wind turbines," Proceedings of the 27th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, IECON'01, vol. 3, pp. 2000–2005, November 29 – December 02 2001, Denver, Colorado, USA.
- [27] H. Polinder, F. F. A. van der Pijl, G. J. de Vilder, and Peter J. Tavner, "Comparison of Direct-Drive and Geared Generator Concepts for Wind Turbines," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 21, n° 3, pp. 725–733, September 2006.
- [28] K. W. E. Cheng, J. K. Lin, Y. J. Bao, and X. D. Xue, "Review of the wind energy generating system," Proceedings of the 8th International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management (APSCOM 2009), pp. 1–7, 8–11 November 2009, Hong Kong, China.
- [29] H. S. Kim, and D. D. C. Lu, "Review on wind turbine generators and power electronic converters with the grid-connection issues," Proceedings of the 20th Australian Universities Power Engineering Conference (AUPEC 2010), pp. 1–6, 5–8 December 2010, Sidney, Australia.
- [30] Z. Zhang, A. Matveev, S. Øvrebø, R. Nilssen, and A. Nysveen, "State of the art in generator technology for offshore wind energy conversion systems," Proceedings of the 2011 IEEE International Electric Machines and Drives Conference (IEMDC 2011), pp. 1131–1136, 15–18 May 2011, Niagara Falls, Canada.
- [31] H. Li and Z. Chen, "Overview of different wind generator systems and their comparisons," *IET Renew. Power Gener.*, 2008, vol. 2, no. 2, pp. 123 – 138.
- [32] B. Multon, X. Roboam, B. Dakyo, C. Nichita, O. Gergaud, et H. Ben Ahmad, "Aérogénérateurs électriques," Dossier D 3 960 des *Techniques de l'Ingénieurs*, 20 pages, 10 Novembre 2004.
- [33] H. Polinder, D. J. Bang, H. Li, and Z. Chen, "Concept report on generator topologies, mechanical and electromagnetic optimization," Deliverable n° D 1B2.b.1, UpWind Project, 79 pages, 2007. Available at: http://www.upwind.eu/media/811/Deliverable_1B2.b.1.pdf
- [34] M. R. Dubois, H. Polinder, and J. A. Ferreira, "Comparison of generator topologies for direct-drive wind turbines," 5 pages. Available at: http://www-eng.lbl.gov/~rasson/windsail/alternator/Pb_003_2.PDF
- [35] Y. Amirat, M. E. H. Benbouzid, B. Bensaker, R. Wamkeue and H. Mangel, "The state of the art of generators for wind energy conversion systems," Proceedings of the 17th International Conference on Electrical Machines (ICEM 2006), pp. 1–6, September 2-5, 2006, Chania, Crete Island, Greece.
- [36] D. Bang, H. Polinder, G. Shrestha, and J.A. Ferreira, "Review of generator systems for direct-drive wind turbines," 11 pages. Available at: <http://www.mojaladja.com/upload/elmotor/Review%20of%20Generator%20Systems%20for%20Direct-Drive%20Wind%20Turbines.pdf>
- [37] L. H. Hansen, L. Helle, F. Blaabjerg, E. Ritchie, S. Munk-Nielsen, H. Bindner, P. Sørensen and B. Bak-Jensen, "Conceptual survey of generators and power electronics for wind turbines," Report from Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, December 2001, 108 pages, ISBN 87-550-2743-1, Pritney Bowes Management Services, Denmark, 2002. Available at: <http://www.risoe.dk/rispubl/vea/veapdf/ris-r-1205.pdf>
- [38] FTI Consulting, *Global Wind Market Update – Demand & Supply 2017: Part One – Supply Side Analysis*, April 2018. Available at: <https://www.fticonsulting.com/~media/Files/us-files/intelligence-research/global-wind-market-update-2017-supply-side-analysis.pdf>
- [39] <https://gwec.net/global-figures/global-offshore/>
- [40] <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/l-energie-de-a-a-z/tout-sur-l-energie/produire-de-l-electricite/l-eolien-en-chiffres>
- [41] European Wind Energy Association (EWEA), *Wind Energy - The Facts*, Earthscan, 2009, ISBN: 978-1-84407-710-6.
- [42] S. Gjerde and T. Undeland, "Power conversion system for transformerless offshore wind turbine," Proc. the 2011-14th European Conf. Power Electronics and Applications (EPE 2011), pp. 1–10, Birmingham, UK, Aug. 30–Sep 1, 2011.
- [43] <https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore-wind/haliade-x-offshore-turbine>
- [44] <https://windeurope.org/policy/eu-funded-projects/upwind/>
- [45] <http://www.innwind.eu/>
- [46] <https://www.iea.org/>
- [47] E. Gaertner & al., *Definition of the IEA 15-Megawatt Offshore Reference Wind*, Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-5000-75698, March 2020. Available at: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75698.pdf>
- [48] <https://www.irena.org/>
- [49] IRENA (2019), *Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects* (A Global Energy Transformation paper), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Available at: https://www.irena.org/~media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Oct/IRENA_Future_of_wind_2019.pdf

- [50] B. C. P. Lau, E. W. M. Ma, and M. Pecht, "Review of offshore wind turbine failures and fault prognostic methods," *Proceedings of the IEEE 2012 Prognostics and System Health Management Conference (PHM-2012 Beijing)*, Beijing, China, 23-25 May 2012.
- [51] Shuangwen (Shawn) Sheng, *Report on Wind Turbine Subsystem Reliability – A Survey of Various Databases*, National Renewable Energy Laboratory June, 2013. Available at: <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/59111.pdf>
- [52] K. Hart, A. McDonald, H. Polinder, E. Corr, and J. Carroll, "Improved cost of energy comparison of permanent magnet generators for large offshore wind turbines," *Proceedings of EWEA 2014: European Wind Energy Conference*, Barcelona, Spain, 10-13 March 2014. Available at: <https://repository.tudelft.nl/islandora/object/uuid:10d2436b-f0f0-436c-999f-9bdf4600182/?collection=research>
- [53] J. Carroll, A. McDonald, and D. McMillan, "Reliability comparison of wind turbines with DFIG and PMG drive trains," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 30, no. 2, pp. 663–670, June 2015.
- [54] C. Kaidis, B. Uzunoglu, F. Amoiralis, "Wind turbine reliability estimation for different assemblies and failure severity categories," *IET Renewable Power Generation*, vol. 9, no. 8, pp. 1–8, Nov. 2015.
- [55] J. Carroll, A. McDonald and D. McMillan, "Failure rate, repair time and unscheduled O&M cost analysis of offshore wind turbines," *Wind Energ.* 2016; 19:1107–1119.
- [56] J. Carroll, A. McDonald, I. Dinwoodie, D. McMillan, M. Revie and I. Lazakis, "Availability, operation and maintenance costs of offshore wind turbines with different drive train configurations," *Wind Energ.* 2016; 20:361-378.
- [57] M. D. Reder, E. Gonzalez and J. J. Melero, "Wind Turbine Failures - Tackling current Problems in Failure Data Analysis," *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 753, no. 7, IOP Publishing, 2016.
- [58] S. Pfaffel, S. Faulstich and K. Rohrig, "Performance and Reliability of Wind Turbines: A Review," *Energies* 2017, 10(11), 1904; <https://doi.org/10.3390/en10111904>
- [59] B. Hahn & al., "Recommended practices for wind farm data collection and reliability assessment for O&M optimization," *Energy Procedia*, vol. 137, October 2017, Pages 358–365.
- [60] B. Hahn & al., *Wind farm data collection and reliability assessment for O&M optimization*, IEA Wind, First Edition, 2017. Available at: <https://community.ieawind.org/publications/rp>
- [61] Caichao Zhu and Yao Li, *Reliability Analysis of Wind Turbines*, Chapter 9 of *Stability Control and Reliable Performance of Wind Turbines*, edited by Kenneth Eloghene Okedu, IntechOpen, 2018. Available at: <https://www.intechopen.com/books/stability-control-and-reliable-performance-of-wind-turbines>
- [62] C. Dao, B. Kazemtabrizi, and C. Crabtree, "Wind turbine reliability data review and impacts on levelised cost of energy," *Wind Energy*, 2019; 22:1848–1871. <https://doi.org/10.1002/we.2404>
- [63] https://www.romeoproject.eu/wp-content/uploads/2019/06/D2.1_ROMEO_Failure_mode_diagnosis_prognosis_orientations.pdf
- [64] <https://windeurope.org/about-wind/history/>
- [65] <https://cordis.europa.eu/project/id/212966/reporting/fr>
- [66] https://www.leanwind.eu/wp-content/uploads/Final-event_INNWIND_Polinder.pdf
- [67] <https://cordis.europa.eu/project/id/309729>
- [68] <https://www.romeoproject.eu/>
- [69] C. H. Ng, M. A. Parker, L. Ran, P. J. Tavner, J. R. Bumby, and E. Spooner, "A multilevel modular converter for a large, light weight wind turbine generator," *IEEE Trans. on Power Electronics*, vol. 23, n° 3, pp. 1062–1074, May 2008.
- [70] Md. Rabiul Islam, Y. Guo, and J. Zhu, "A review of offshore wind turbine nacelle: Technical challenges, and research and developmental trends," *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 33 (2014) 161–176.
- [71] <https://ecoswing.eu/>
- [72] https://www.youtube.com/watch?v=NxMkZHyM9UQ&feature=emb_logo
- [73] X. Song & al., "Designing and basic experimental validation of the world's first MW-class direct-drive superconducting wind turbine generator," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 34, no. 4, pp. 2218–2225, Dec. 2019.
- [74] R. Scott Semken, M. Polikarpova, P. Røytta, J. Alexandrova, J. Pyrhönen, J. Nerg, A. Mikkola, J. Backman, "Direct-drive permanent magnet generators for high power wind turbines: benefits and limiting factors," *IET Renew. Power Gener.*, 2012, vol. 6, no. 1, pp. 1–8.
- [75] G. Shrestha, H. Polinder, and J.A. Ferreira, "Scaling laws for direct drive generators in wind turbines," *Proceedings of the 2009 IEEE International Electric Machines and Drives Conference (IEMDC 2009)*, pp. 797–803, 3–6 May 2009, Miami, USA.
- [76] <https://www.enercon.de/fr/home/>
- [77] A. S. McDonald, "Hybrid Excitation of Synchronous Generators for Wind Turbines," *Proc. 2nd IET Renewable Power Generation Conf. (RPG2013)*, Beihang University (BUAA), Beijing, China, 9–11 September 2013.
- [78] <https://www.windpowermonthly.com/article/1487163/enercon-starts-ep3-tests>
- [79] M. Tsili and S. Papathanassiou, "Review of grid code technical requirements for wind farms," *IET Renew. Power Gener.*, Sept. 2009, vol. 3, no. 3, pp. 308–332.
- [80] W. L. Kling and J. G. Slootweg, "Wind turbines as power plants," *Proceedings of the IEEE/Cigré workshop on Wind Power and the Impacts on Power Systems*, 7 pages.
- [81] F. Blaabjerg and K. Ma, "Wind energy systems," *Proceedings of the IEEE*, vol. 105, no. 11, pp. 2116–2131, November 2017.
- [82] A. Oshnoei, R. Khezri, S. M. Mueen, and F. Blaabjerg, "On the Contribution of Wind Farms in Automatic Generation Control: Review and New Control Approach," *Appl. Sci.* 2018, 8, 1848; doi:10.3390/app8101848
- [83] S. M. Mueen and F. Blaabjerg, *Large Grid-Connected Wind Turbines*, MDPI AG (April 2, 2019).
- [84] Yves Brunet & al., *Technologies du stockage d'énergie*, © LAVOISIER, 2009.
- [85] O. Maisonnave, *Contrôle et optimisation énergétique d'une chaîne multi-machines multi-pompes à vitesse variable pour le stockage d'énergie par air comprimé*, Mémoire de thèse de doctorat, Université de Nantes, 16 décembre 2019.