

Modélisation hydro-élastique d'éoliennes flottantes

Les outils de simulation utilisés dans la conception des éoliennes visent à prédire les chargements dynamiques et la réponse de l'ensemble du système. Pour une éolienne terrestre, la charge principale provient du vent agissant sur ses composants; à savoir les pales, la nacelle et la tour, qui subissent des déformations élastiques. L'ensemble du système est régulé par des stratégies de contrôle garantissant des conditions d'exploitation optimales et sûres. Les outils numériques utilisés pour simuler le comportement du système complet, appelés outils aéro-servo-élastiques, fournissent un environnement de simulation couplé qui combine des modèles physiques décrivant l'aérodynamique (aéro), le contrôle (servo) et la dynamique structurelle (élastiques). Pour les éoliennes offshore, les outils numériques doivent prendre en compte les efforts hydrodynamiques supplémentaires liés aux vagues et aux courants marins agissant sur les sous-structures fixes ou flottantes et leur système d'ancrage, et sont appelés codes aéro-hydro-servo-élastiques.

Depuis plusieurs années, de nombreux modèles numériques d'éoliennes flottantes ont été développés [1]. La grande majorité de ces modèles sont basés sur une formulation multicorps où l'éolienne flottante est représenté comme un ensemble de corps déformables et rigides reliés entre eux. Les pales, la tour, l'arbre du rotor et les lignes d'ancrage sont généralement considérés comme déformables alors que la nacelle et le support flottant sont supposés rigides. Les chargements hydrodynamiques (hydro) dans ces codes sont typiquement calculés soit en utilisant la formulation empirique de Morison, soit en utilisant une approche potentielle linéaire fréquentielle transformée dans le domaine temporel. Des modèles hybrides mêlant les deux approches sont également classiquement utilisés. Dans ces modèles la formulation de Morison est appliquée pour les structures élancées (typiquement les bracons et parfois les pontons des plateformes de type semi-submersible) tandis que la formulation potentielle linéaire est utilisée pour le reste de la plateforme. Ces simulateurs présentent un ratio précision/temps de calcul très important permettant de les utiliser quotidiennement dans les bureaux d'étude pour l'analyse du comportement dynamique des éoliennes flottantes.

Ces simulateurs sont suffisants pour évaluer la réponse de l'ensemble du système dans des conditions combinées de vent et de vagues, mais ne permettent pas le dimensionnement structurel du support flottant puisque supposé rigide. Cette étape de conception se fait alors de manière découplée en utilisant un solveur structurel modélisant le flotteur aux travers d'une formulation aux éléments finis (FEM) et en considérant uniquement des chargements statiques. Pour pallier à ce problème, des travaux récents [2, 3, 4, 5] proposent une approche couplée basée une modélisation aux éléments finis de la plateforme. Les chargements hydrodynamiques ne sont alors plus représentés sous la forme d'un torseur d'effort unique appliqué en un point mais sont appliqués de manière distribuée sur l'ensemble de la coque. Suivant les approches, les efforts hydrodynamiques sont calculés soit par l'intermédiaire d'une formulation de Morison soit un modèle potentiel linéaire. Les résultats de ces travaux montrent que la prise en compte de flexibilité de la structure peut avoir une influence significative sur la répartition des chargements internes. Aucune validation expérimentale n'est cependant fournie.

Description du sujet

L'objectif de cette thèse vise à développer un simulateur d'éolienne flottante hydro-élastique permettant le calcul des chargements structurels subis par le support flottant pour diverses conditions océano-météo. Ces travaux s'inscrivent dans le cadre des développements du simulateur Inwave réalisés par la société Innosea et Centrale Nantes depuis plusieurs années.

L'une des ambitions du projet est de développer un outil permettant l'analyse de la réponse d'éoliennes flottantes aux conditions de mer extrêmes. En effet, les modèles hydrodynamiques proposés dans l'état de l'art sont basés sur des hypothèses de linéarité où l'amplitude des vagues et les mouvements du flotteur sont supposés faibles. Ils ne permettent donc pas de capturer certains chargements transitoires qui peuvent apparaître lors d'évènements extrêmes et qui sont très souvent dimensionnant. Pour pallier à ce problème il est proposé l'utilisation d'un modèle hydrodynamique non linéaire basé sur une formulation temporelle.

Pour se faire, cette thèse s'appuiera notamment sur développements réalisés lors de deux thèses qui vont être soutenues en 2018. La première vise au développement de modules complémentaires au logiciel Inwave de façon à disposer d'un simulateur d'éolienne flottante. Ces travaux ont notamment permis de développer de nouvelles fonctionnalités dont le couplage avec un modèle aérodynamique non linéaire permettant à la fois la simulation d'éolienne flottante à axe horizontal ou à axe vertical [6]. Les travaux de la seconde thèse sont orientés vers la simulation d'opérations marines avec notamment le couplage du logiciel Inwave avec un solveur hydrodynamique basé sur une formulation non linéaire temporelle. L'objectif ici est donc de regrouper l'ensemble des développements réalisés lors de ces deux thèses et de réaliser un couplage avec un solveur structurel. Ce nouveau modèle fournira une avancée significative de l'état de l'art sur la modélisation numérique des éoliennes flottantes.

Références

- [1] Robertson, A., Jonkman, J. (2014). Offshore Code Comparison Collaboration Continuation within IEA wind task 30: Phase II results regarding a floating semisubmersible wind system. Proceedings of the ASME 2014 33rd International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, June 8-13, San Francisco, California (USA).
- [2] Guignier, L., Courbois, A., Mariani, R. and Choynet, T. (2016). Multibody Modelling of Floating Offshore Wind Turbine Foundation for Global Loads Analysis, ISOPE 2016, June 26-July 1, Rhodes (Greece)
- [3] Borg, M., Bredmose, H. and Hansen A.M. (2017). Elastic deformations of floaters for offshore wind turbines: Dynamic modelling and sectional load calculations, OMAE 2017, June 25-30, Trondheim (Norway).
- [4] Luan, C., Gao, Z., Moan, T. (2017). Development and verification of a time-domain approach for determining forces and moments in structural components of floaters with an application to floating wind turbines, Marine Structures, Vol. 51, pp.87-109.
- [5] Borg, M., Melchior, H.A., Bredmose, H. (2016). Floating substructure flexibility of large-volume 10MW offshore wind turbine platforms in Dynamic calculations, J.Phys.: Conf. Ser., 753, p. 0802024.
- [6] Leroy, V., Gilloteaux, J.-C., Philippe, M., Babarit, A., Ferrant, P. Development of a simulation tool coupling hydrodynamics and unsteady aerodynamics to study Floating Wind Turbines. OMAE2017-61203, Proceedings of the ASME 2017 36th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, OMAE2017, June 25-30, 2017, Trondheim, Norway, 2017.

[7] Guillaume, P.Y., Rongère, F., Babarit, A. , Philippe, M., Ferrant, P. Development and adaptation of the Composite Rigid Body Algorithm and the Weak-Scatterer approach in view of the modeling of marine operations. Actes du 23ème Congrès Français de Mécanique, 28 Août au 1er Septembre, Lille, France, 2017.

Mots clés : Modélisation expérimentale, génie océanique, éolien, contrôle.

Compétences requises : 1^{ère} expérience en modélisation physique en hydrodynamique, programmation (Python, Fortran).

Laboratoire : LHEEA

Equipe : EMO

Localisation de la thèse : LHEEA

Contact : mattias.lynch@innosea.fr, jean-christophe.gilloteaux@ec-nantes.fr

Financement : CIFRE (en cours de dépôt avec la société INNOSEA)

Commencement : 1^{er} trimestre 2019