



## 15<sup>ÈMES</sup> JOURNÉES DE L'HYDRODYNAMIQUE

22 - 24 novembre 2016 - Brest

### **ETUDE DE SENSIBILITE AUX CHARGEMENTS HYDRODYNAMIQUES ET AERODYNAMIQUES POUR LES EOLIENNES OFFSHORES FLOTTANTES, DANS DES CONDITIONS EXTREMES**

#### *SENSITIVITY STUDIES TO HYDRODYNAMICS AND AERODYNAMICS LOADS ON FLOATING OFFSHORE WIND TURBINES IN EXTREME CONDITIONS*

**V. ARNAL<sup>(1)\*</sup>, T. SOULARD<sup>(1)</sup>, C. BERHAULT<sup>(1)</sup>**

<sup>(1)</sup> École Centrale de Nantes, Laboratoire de recherche en Hydrodynamique, Énergétique et Environnement  
Atmosphérique - UMR CNRS 6598 - Nantes, France

\*[vincent.arnal@ec-nantes.fr](mailto:vincent.arnal@ec-nantes.fr)

#### **Résumé**

Une méthodologie simplifiée pour le calcul des excursions maximales d'éoliennes offshore flottantes en conditions extrêmes est d'abord présentée. Cette méthodologie simplifiée de calcul des efforts hydrodynamiques et aérodynamiques ainsi que de leurs mouvements induits est mise en place dans le domaine fréquentiel. Un intérêt particulier est porté à la modélisation des efforts de vent instationnaires en fréquentiel. Des comparaisons avec des simulations en domaine temporel et avec des essais expérimentaux permettent de valider les points clefs de la méthodologie.

Différentes plateformes pour éoliennes flottantes sont étudiées (Spar, Semi-submersible et Barge) et des études de sensibilités sur les contributions relatives des efforts constants, aux fréquences de houle et à basse fréquence sur les excursions maximales sont menées. Cela permet d'obtenir des ordres de grandeurs de l'importance relative de chaque source d'excitation sur les excursions maximales des plateformes et par conséquent des tensions maximales dans les lignes d'ancrages. Suivant le cas de chargement considéré et le type de plateforme, les contributions sont nettement différentes.

#### **Summary**

A simplified methodology for calculating maximum excursions of floating offshore wind turbines platforms in extreme conditions is first presented. This methodology, which models both hydrodynamics and aerodynamics loads and induced motions, is established in frequency domain. Within this paper we focus on the modelling unsteady aerodynamic loads in frequency domain.

Comparison with time domain simulations and experimental results are used for validating key points of the methodology.

Different platforms for floating offshore wind turbines (Spar, Semi-submersible and Barge) are then studied and sensitivity studies on relative contributions of constant, wave frequency and low frequency loads are carried out. These sensitivity studies lead to order of magnitudes of the relative influence of the different sources of excitation on the maximum excursions and thus on the maximum tensions in the mooring lines. Depending on the load case under consideration and the platform studied, contributions are different.

## I - Introduction

Dans la lignée du développement de fermes d'éoliennes offshore fixes dans le monde et en France, des fermes d'éoliennes offshore flottantes sont actuellement à l'étude. Une étape majeure de la conception des fermes est le dimensionnement de l'ensemble des liaisons fond-surface adaptées à un site donné, parmi lesquels on trouve les systèmes d'ancrages, le réseau électrique et les câbles dynamiques pour l'export d'électricité.

Le projet STATIONIS (STATIONIS, 2016), porté par un consortium regroupant les sociétés EOLFI, Abyss CAD, CapSim, Innosea et l'Ecole Centrale de Nantes, s'inscrit dans ce cadre en développant un logiciel de calcul des liaisons fond-surface pour des fermes d'éoliennes offshore flottantes. L'objectif est de déterminer des configurations d'ancrages, d'ombilicaux dynamiques et de réseaux électriques adaptées à l'échelle de la ferme en prenant en compte un ensemble de contraintes liées à la disposition et la configuration de la ferme (par exemple bathymétrie, interactions entre câbles dynamiques et systèmes d'ancrages) et d'en déduire un ensemble de critères technico-économiques (emprise sur le domaine public maritime, évaluation économique de la mise en place de la ferme). Cette caractérisation avant-projet n'a pas pour but de remplacer les outils existants de dimensionnement des ancres et des câbles électriques ou d'une étude économique exhaustive mais constitue plutôt une aide à la décision en considérant un grand nombre de configurations possibles et en effectuant une pré-sélection.



Cet article présente les résultats d'études de sensibilités aux chargements hydrodynamiques et aérodynamiques pour différents types d'éoliennes offshore flottantes. En effet, la littérature existante sur l'importance des contributions aérodynamiques et hydrodynamiques, en conditions extrêmes, et pour différents types de plateformes pour éoliennes offshore flottantes demande à être complétée. Les nombreuses études récentes se sont intéressées au couplage des efforts aérodynamiques et hydrodynamiques pour des éoliennes offshore flottantes, ou la prise en compte des efforts du second ordre à basse fréquence pour l'hydrodynamique et l'aérodynamique. Voir par exemple (Gueydon, 2014) (Roald, 2014) (Bayati, 2014). Cependant, les conditions d'opérations considérées demeurent théoriques et ne sont pas les plus dimensionnantes pour le système d'ancrage : absence de vent, vent constant non turbulent, états de mers trop faibles ou manque de précisions sur l'amortissement à basse fréquence. Concernant les plateformes semi-submersibles, les mouvements second ordre à basse fréquence apparaissent importants sur les quelques états de mer ciblés (Gueydon, 2014). Pour les plateformes sur lignes tendues, ou *TLP*, (Bachynski, 2014) présente une étude assez exhaustive de sensibilité aux conditions environnementales en fonction du modèle hydrodynamique choisi. Les *TLP* ayant un comportement assez différent des autres types de plateformes (DNVGL, 2013) (ABS, 2013), des études de sensibilités doivent être menées sur l'importance de chaque source d'excitation pour les autres types de plateformes. L'objectif est de savoir quelles hypothèses peuvent être appliquées pour la modélisation aérodynamique et hydrodynamique des éoliennes offshore flottantes en conditions extrêmes.

Cet article présente aussi une méthode approchée de calcul des mouvements des éoliennes flottantes avec leurs systèmes d'ancrage, dans le domaine fréquentiel. Dans le cadre de STATIONIS, l'intérêt du domaine fréquentiel est la possibilité de considérer un grand nombre de configurations d'ancrages sur plusieurs cas de chargements, en un temps assez réduit. Cette méthode simplifiée est mise en place pour différents type de flotteurs (Semi-submersible, Spar et Barge) issus de la littérature, utilisées notamment lors des campagnes d'essais en bassins DeepCWind (Goupee, 2014) et des projets de comparaisons de codes de calculs dédiées aux plateformes pour éoliennes offshore flottantes OC4 et OC3 (Robertson, 2014) (Jonkman, 2010). Nous utilisons aussi la plateforme Barge ITI telle que définie dans (Jonkman, 2007).

Les études de sensibilités précisent l'importance de chaque source d'excitation sur les excursions maximales des plateformes et les tensions maximales dans les lignes d'ancrages. Nous comparons aussi, sur quelques cas de chargements, les résultats obtenus par la méthode développée en fréquentiel avec les résultats de simulations couplées dans le domaine temporel avec FAST (FASTv8).

Un intérêt particulier est apporté au mouvement second ordre à basse fréquence, dont la relative importance par rapport aux sollicitations à fréquences de houle reste à expliciter pour les éoliennes offshore flottantes.

## II - Modélisation fréquentielle des éoliennes offshore flottantes

### II.1 Efforts aérodynamiques

Pour le couplage aérodynamique nous utilisons une formulation avec coefficient de poussée sur le rotor de l'éolienne ainsi qu'un effort de traînée sur le mât.

Pour linéariser l'effort aérodynamique dans le domaine fréquentiel, il est nécessaire de faire apparaître la fluctuation du vent  $\Delta_u(t) = u(t) - \dot{X}_1(t) - h\dot{X}_5(t)$  due à la variation de vent incident  $u(t)$  et aux mouvements de la plateforme  $\dot{X}_1$  (m/s) et  $\dot{X}_5$  (rad/s), les vitesses en cavement et en tangage de la plateforme. Cette variation est valable pour la hauteur  $h$ , point de calcul des efforts aérodynamiques.

Pour l'expression de  $u(t)$ , on utilise un spectre de vent. Conformément à la norme (DNV, 2010) et (IEC, 2009), on choisit un spectre de Kaimal avec le modèle de turbulence normal (NTM) pour des vitesses de vent autour de la vitesse nominale, et le modèle de vent extrême (EWM) pour une éolienne mise en sécurité. Cependant, les taux de turbulence préconisées par (IEC, 2009), initialement développées pour l'éolien à terre, sont supérieures aux données sur site en offshore (Türk, 2010).

L'effort du vent est la somme des 2 efforts sur la tour et sur le rotor (II.1)

$$F_{wind}(t) = F_{wind\ rotor}(t) + F_{wind\ tower}(t) \quad (II.1)$$

Avec

$$F_{wind\ tower}(U_{rel\ tower}) = \frac{1}{2} \rho_{air} A_{tower} C_{D\ tower} * U_{rel\ tower} |U_{rel\ tower}| \quad (II.2)$$

$$U_{rel\ tower} = U_0(h = h_{tower}) + \Delta_u(h = h_{tower})$$

$U_0(h = h_{tower})$  est la vitesse incidente moyenne au point d'application des efforts sur la tour  $h_{tower}$

$A_{tower}$  et  $C_{D\ tower}$  respectivement la surface projetée de la tour et le coefficient de traînée de la tour (voir par exemple (Feikema, 1991) et (DNV, 2010))

On prend  $C_{D\ tower} \approx 0.6$  en considérant le nombre de Reynolds de l'écoulement aérodynamique.

Pour un vent constant, l'effort aérodynamique sur le rotor est obtenue par :

$$F_{wind\ rotor}(U_0) = \frac{1}{2} \rho A_{rotor} C_T(U_0) * U_0(h = h_{hub})^2$$

$U_0(h = h_{hub})$  la vitesse incidente moyenne à la hauteur du hub  $h$ ,  $A_{rotor}$  et  $C_T$  respectivement la surface balayée par les pâles et le coefficient de poussée sur le rotor.

Les poussées sur la tour et sur le rotor en vent constant peuvent être caractérisées par les courbes de poussée. En Figure 1 nous présentons les résultats de simulation FAST pour l'éolienne NREL 5-MW (Jonkman, 2009). Pour les conditions turbulentes de vent, on considère la moyenne temporelle de la poussée aérodynamique, issues de simulations en éoliennes fixes avec des champs de vents turbulents définis par TurbSim (FASTv8). On note que pour des vents turbulents, le pic sur la courbe de poussée moyenne est lissé, entre  $\mp\sigma(U_{hub})$ , l'écart type de la vitesse du vent au niveau du rotor. L'écart entre la poussée moyenne en vent constant et la poussée moyenne en vent turbulent et éolienne fixe est d'environ 80 kN pour  $U_{hub} \approx 11.4\ m.s^{-1}$ .

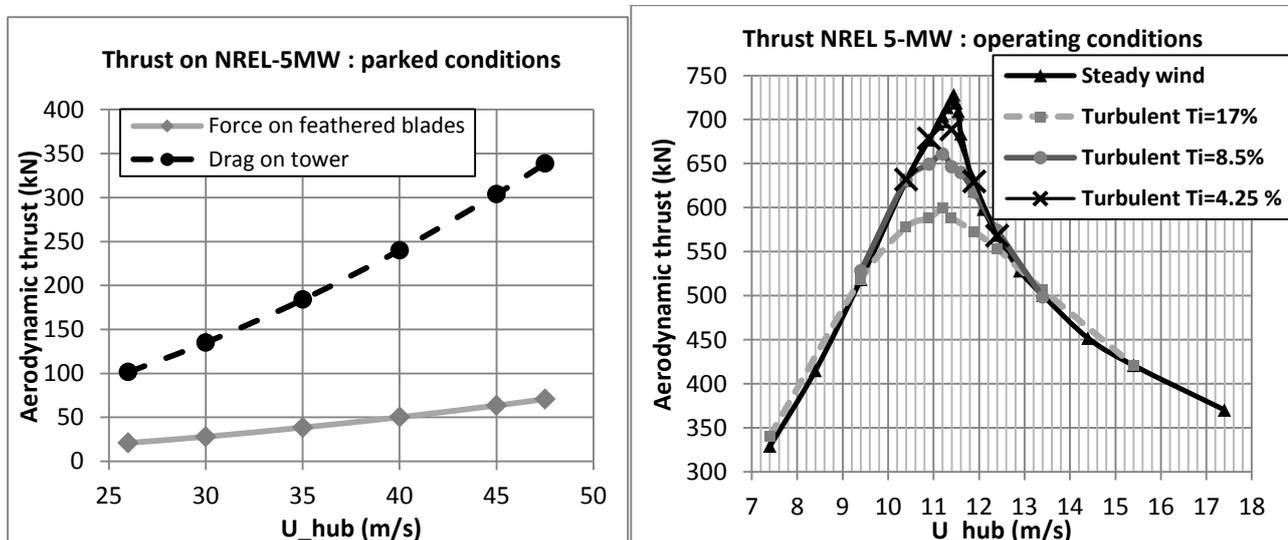


Figure 1 : Efforts aérodynamiques moyens sur le rotor et la tour pour la NREL-5MW

### II.1.1 Effort aérodynamique instationnaire

Pour prendre en compte les fluctuations du vent incident apparent, l'effort est linéarisé autour de  $U_0$

$$F_{wind}(U_0 + \Delta u) \approx F_{wind}(U_0) + \Delta u * \left( \frac{\partial F_{wind}}{\partial U} \right)_{U=U_0} \quad (II.3)$$

On cherche à exprimer la sensibilité de la force de poussée à la vitesse du vent, soit  $\left( \frac{\partial F_{wind}}{\partial U} \right)_{U_0}$ . A partir de cette expression, on en déduit l'effort fluctuant et l'amortissement associé :

$$F_{wind}(U_0 + u(t) - \dot{X}_1(t) - h\dot{X}_5) \approx F_{wind}(U_0) + u(t) * f_{wind} - \dot{X}_1 * B_{wind} - \dot{X}_5 * hB_{wind} \quad (II.4)$$

Avec  $f_{wind} = \left( \frac{\partial F_{wind\ rotor}}{\partial U} \right)_{U=U_0} + \left( \frac{\partial F_{wind\ tower}}{\partial U} \right)_{U=U_0}$  la fonction de transfert des efforts de vent.

On obtient de même  $B_{wind} = f_{wind}$  l'amortissement aérodynamique.

A partir de (II.2), on a  $\left( \frac{\partial F_{wind\ tower}}{\partial U} \right)_{U=U_0} = 2 * \frac{F_{wind\ tower}(U_0)}{U_0}$

L'objectif de la partie suivant est d'estimer  $\left( \frac{\partial F_{wind\ rotor}}{\partial U} \right)_{U_0}$  pour une éolienne en opération. Pour une éolienne mise en sécurité avec les pâles orientée à 90°, l'effort sur le rotor peut être calculé par un terme de traînée comme pour la tour.

### II.1.2 Vent fluctuant sur le rotor

Pour exprimer l'effort de vent fluctuant agissant sur le rotor, il est nécessaire de faire certaines hypothèses sur le comportement du contrôleur. L'idée ici n'est pas d'avoir une formulation exacte, mais une formulation approchée en fonction de la fréquence et de l'amplitude des oscillations considérées.

Le régime de fonctionnement d'une turbine éolienne à vitesse variable est généralement décomposé en plusieurs zones de fonctionnement dépendantes de la vitesse du vent agissant au niveau du rotor. Ainsi, pour les basses vitesses de vent, l'objectif principal est la maximisation l'énergie absorbée par la turbine, tandis que pour les vitesses de vent élevées, l'objectif vise à limiter la puissance électrique produite et à la réguler autour de la puissance nominale du générateur. Le contrôleur doit donc s'adapter aux fluctuations de vent afin de respecter ces deux régimes de fonctionnement. On considère ici un système de contrôle similaire aux éoliennes NREL 5-MW (Jonkman, 2009) et DTU 10-MW (Bak, 2013), c'est à dire qu'en dessous de la vitesse nominale, le contrôle de l'éolienne se fait par le couple électromagnétique de la génératrice ajustant la vitesse de rotation du rotor ; et au-dessus de la vitesse nominale, le contrôle de l'éolienne se fait par un contrôle de l'angle d'incidence des pâles à vitesse de rotation définie.

La littérature (Jonkman, 2007), et (Larsen, 2007), montre que ces types de contrôle peuvent engendrer des problèmes d'amortissement négatif causés par le contrôle en angle de pôle au-delà de la vitesse nominale. Les conséquences de cet amortissement négatif se matérialisent sur le comportement en tangage de l'éolienne : l'amortissement négatif lié aux efforts aérodynamiques peut devenir supérieur à l'amortissement de radiation ou visqueux sur la plateforme. Il peut en suivre une situation d'instabilités. Une méthode considérée comme efficace est de déplacer la période propre du contrôleur au-delà de la période propre en tangage de l'ensemble plateforme + éolienne considéré. Cela s'effectue en modifiant les gains du contrôleur. Appliqué aux plateformes OC3 et OC4 (Jonkman, 2010) (Robertson, 2014), la période en tangage étant d'environ 30s, les gains sont adaptés en conséquence.

A partir de cette période propre du contrôleur, on en déduit deux comportements «limites» comme mentionné par (Jonkman, 2007).

- Pour des fluctuations avec des périodes caractéristiques très inférieures à la période propre du contrôleur, le système aura tendance à se comporter en système ouvert : les pâles ne s'adaptent pas à cette variation sur une échelle de temps réduite, le coefficient de poussée ne s'adapte pas à cette variation de vitesse.
- Pour des fluctuations avec des périodes caractéristiques supérieures à la période propre du contrôleur, le système aura tendance à se comporter en système fermé idéal : le coefficient de poussée suit la courbe obtenue avec vent constant sur le rotor.

En réalité, un spectre de vent contient un ensemble de fréquences de fluctuations et couvre donc les 2 domaines du contrôleur. Ci-dessous dans la Figure 2, le spectre de vent incident considéré est un spectre Kaimal, pour une

vitesse moyenne nominale au niveau du hub  $U_{hub} = 11.4 m \cdot s^{-1}$  et  $T_i = 8.5\%$ , qui contient des composantes non nulles pour des fréquences au-delà de la fréquence propre du contrôleur. On place sur le côté droit la force de poussée calculé avec FAST en considérant l'éolienne fixe, en fonction de la vitesse du vent incidente au niveau du rotor.

La poussée sur le rotor suit plutôt le pattern défini par la courbe de poussée en vent constant (en rouge) mais avec des variations autour du réglage idéal. Le contrôleur semble donc prendre en compte les fluctuations de vent à basses fréquences, mais n'est pas assez rapide pour s'adapter aux fluctuations à hautes fréquences.

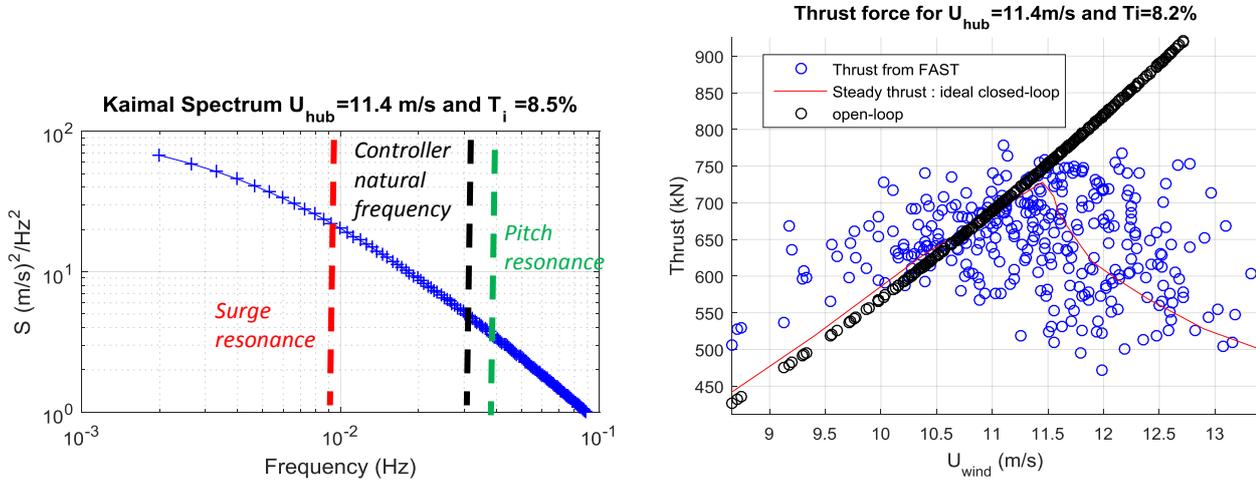


Figure 2: Spectre de vent incident et force aérodynamique sur le rotor pour un vent moyen de  $11.4 m \cdot s^{-1}$

A partir de cette première analyse du contrôleur, on en déduit plusieurs formulations de l'effort de vent fluctuant en fonction de la fréquence d'excitation :

- Pour les mouvements à la fréquence des vagues, et pour les mouvements à la période propre en tangage  $F_{wind rotor}(U_{rel}) = \frac{1}{2} \rho A_{rotor} C_T(U_0) * U_{rel} |U_{rel}|$ . Dans ce cas, c'est une formulation similaire à celle obtenue pour la tour, on obtient  $\left(\frac{\partial F_{wind rotor}}{\partial U}\right)_{U_0} \approx \frac{2F_{wind rotor}(U_0)}{U_0}$ .
- Pour les mouvements à la période propre au cavalemt, habituellement supérieure à la période propre en tangage et conçue pour être supérieur aux fréquences de la houle,  $F_{wind rotor}(U_{rel}) = \frac{1}{2} \rho A_{rotor} C_T(U_{rel}) * U_{rel} |U_{rel}|$ . Dans ce cas :

$$\left(\frac{\partial F_{wind}}{\partial U}\right)_{U=U_0} \approx \rho A_{rotor} C_T(U_0) * U_0 + \frac{1}{2} \rho A_{rotor} * \left(\frac{\partial C_T}{\partial U}\right)_{U=U_0} * U_0^2 \quad (II.5)$$

Plusieurs remarques à partir de cette modélisation des efforts fluctuants:

- Aux fréquences de houle ainsi qu'à la période de résonance en tangage, l'amortissement aérodynamique est positif. (Bachynski, 2014) et (Kvittem, 2015) l'estiment par des simulations FAST en considérant un angle de pale constant et une augmentation de  $\mp 0.25 m \cdot s^{-1}$  de la vitesse de vent incidente. Il peut être approximé en considérant un coefficient de poussée constant.
- A la période de résonance en cavalemt, l'amortissement est positif pour  $U_{hub} < U_{rated}$  et négatif pour  $U_{hub} > U_{rated}$ .
- Autour de la vitesse nominale, le terme  $\left(\frac{\partial F_{wind rotor}}{\partial U}\right)_{U=U_0}$  tel que décrit au-dessus peut s'annuler. En effet, la courbe de l'effort aérodynamique en vent constant présente un pic, la dérivée de la force de poussée est donc différente de chaque côté. Si l'on soumet le rotor à des fluctuations lentes autour de la vitesse nominale, le contrôleur alterne entre le contrôle de l'angle des pâles et celui du couple électromagnétique. Pour une oscillation harmonique, la poussée n'est pas harmonique. C'est ce qui explique la difficulté de sa prise en compte autour de la vitesse nominale.

## II.2 Efforts hydrodynamiques et réponses de la plateforme

### II.2.1 Efforts et mouvements à la fréquence de la houle

Les efforts hydrodynamiques 1<sup>er</sup> ordre sont implémentés suivant (Molin, 2002), et reposent sur une méthodologie reconnue. On ne développera donc pas cette méthodologie ici. Ils sont obtenus à l'aide du code de diffraction-radiation NEMOH (Babart, 2015), et pour compléter la théorie potentielle, nous utilisons un amortissement

d'origine visqueuse d'après les formulations de Morison. Pour être utilisé en domaine fréquentiel, cet amortissement quadratique est linéarisé suivant une méthode dite stochastique, afin de respecter une déperdition correcte d'énergie.

Pour les plateformes étudiées, les coefficients de traînée sont assez simples à déterminer, puisque les formes mises en jeu sont des cylindres et des rectangles. On prend les valeurs définies dans (Jonkman, 2010) et (Robertson, 2014).

Pour obtenir les valeurs maximales moyennes obtenues lors d'un état de mer (considéré d'une durée de 3h), sous réserve de réponses gaussiennes, on utilise une distribution de Rayleigh (Molin, 2002).

## II.2.2 Efforts à basse fréquence

Pour le dimensionnement des ancrages, il est nécessaire de considérer les mouvements du flotteur à la fréquence de la houle, ainsi que les potentiels mouvements du flotteur à ses fréquences de résonances. Pour les cas considérés, les périodes de résonance en tangage et en cavalement sont en général supérieures aux fréquences pour lesquelles l'énergie contenue dans le spectre de houle est maximale. Pour la Spar, la période de résonance en pillonnement est aussi supérieure aux fréquences de houle.

La méthodologie pour le calcul des efforts de dérive horizontaux utilisée dans la présente étude se fait en «champ lointain», à partir des fonctions de Kochin obtenues par NEMOH. Les efforts hydrodynamiques à basse fréquence en cavalement sont ensuite calculés suivant l'approximation de Newmann (Molin, 2002). Cependant, l'approximation de Newmann n'est plus valable en faible profondeur ainsi que pour des périodes de résonances relativement faibles. Pour des configurations en faible profondeur ou avec un ancrage assez raide, il sera préférable d'utiliser les QTF- avec contributions du potentiel 1<sup>er</sup> et 2<sup>nd</sup> ordre.

Les efforts hydrodynamiques à basse fréquence ne sont pas pris en compte pour le pillonnement et les rotations et par la suite nous nous intéressons aux mouvements horizontaux uniquement.

Dans cette étude les efforts de dérives prennent en compte le mouvement 1<sup>er</sup> ordre avec une raideur d'ancrage estimée et un amortissement visqueux. Comme illustré dans (Molin, 2015), la prise en compte de cet amortissement est significative pour les plateaux de la semi-submersible, en modifiant assez nettement les valeurs des efforts de dérives horizontaux autour de la période de résonance en pillonnement.

Pour la méthode fréquentielle, les matrices de raideur de l'ancrage et les tensions dans les lignes pour les excursions extrêmes sont calculées à partir du code open-source MAP ++ (Masciola, 2013), qui modélise l'ancrage en quasi-statique. La raideur est linéarisée autour de la position d'équilibre lorsque la plateforme est soumise aux chargements aérodynamiques et hydrodynamiques constants. La sollicitation du courant, la moyenne des efforts aérodynamiques ainsi que les efforts de dérives interviennent dans les efforts constants. Prendre en compte la position moyenne, sous chargement constant, avant de linéariser l'ancrage peut modifier assez significativement la raideur d'ancrage, et donc notamment la période de résonance en cavalement de la plateforme.

Une partie des efforts visqueux participant à la dérive de la plateforme est due aux forces de traînée dans la zone de déferlement sur les piliers des plateformes. (Dev, 2001) propose une formulation en vagues régulières :  $\langle F_{Drag}^{splash\ zone} \rangle(\omega) = \frac{2}{3\pi} \rho C_D D |u_r|^2 |\zeta_r| \cos(\phi(u_r) - \phi(\zeta_r))$  avec  $u_r$  la vitesse horizontale relative et  $\zeta_r$  la position verticale relative. En vagues irrégulières, cette force est estimée dans (II.6)

$$F_{drift\ viscous\ irreg} = 2\sqrt{2} \int_0^\infty S(\omega) \frac{\langle F_{Drag}^{splash\ zone} \rangle(\omega)}{A^3}(\omega) d\omega \quad (II.6)$$

Certaines méthodes ont été développées pour modéliser plus fidèlement cette force en fréquentiel (voir par exemple (Lie, 2008)).

## II.2.3 Termes d'amortissements du mouvement basse fréquence

Dans l'évaluation des mouvements second-ordre à basse fréquence, un point critique est l'évaluation des termes d'amortissements. Nous considérons ci-après le mouvement à basse fréquence en cavalement. Les contributions à l'amortissement total de mouvement à basse fréquence  $B_{LF}$  sont définies dans (II.7)

$$B_{LF} = B_{drag\ hull} + B_{drag\ mooring} + B_{radiation} + B_{aerodynamic} + B_{drift} \quad (II.7)$$

- $B_{drift}$  est l'amortissement de dérive lente. On l'estime ici par la méthode d'Aranha, telle que présentée dans (Molin, 2002) et (DNV, 2010)
- $B_{drag\ hull}$  est l'amortissement lié à la traînée sur la plateforme. On le linéarise par linéarisation stochastique en considérant la formule de Morison en écoulements indépendants.

- $B_{drag\ mooring}$  est l'amortissement lié à la traînée sur les lignes d'ancrages. Il est calculé par linéarisation stochastique en considérant une formulation en écoulement dépendants, en se basant sur la méthodologie développée dans (Molin, 2002). Une approche quasi-statique est utilisée pour définir les mouvements des lignes d'ancrages pour un mouvement donné de la plateforme, la vitesse des particules fluides induites par les vagues ni la vitesse du courant n'est pas prise en compte dans la formulation.
- $B_{radiation}$  est l'amortissement de radiation, peu significatif à ces basses fréquences.
- $B_{aerodynamic}$  est l'amortissement lié à la variation de poussée avec le cavement de la plateforme. Cet amortissement peut être négatif ou positif, comme vu en II.1.

On estime le nombre de Keulegan-Carpenter  $KC$ , le nombre de Reynolds  $R_e$  et les coefficients de traînée pour le pilier de la Spar, les piliers de la semi-submersible et la Barge.

Plateforme \ Paramètres	Spar	Semi-submersible OC4	Barge
$KC$	[2.5 – 5.5]	[1 - 4]	[0.6 - 1.5]
$R_e\ WF$	[2 – 5]E+7	[2 – 15]E+7	[8 - 16]E+7
$C_{D\ x\ WF}$	~0.6	~0.6	~ 1.05
$R_e\ LF$	[3 - 6]E+6	[3 - 15]E+6	[10 - 20]E+6
$C_{D\ x\ LF}$	~0.6	~0.6	~ 1.05

**Table 1: Nombres caractéristiques et coefficients de traînée considérés**

Par rapport à ces valeurs de  $KC$ , on en déduit que le modèle d'écoulements indépendants entre mouvements à basse fréquence et mouvements à la fréquence de houle est plus approprié qu'un modèle en écoulement dépendants, pour l'estimation de la traînée sur le corps.

En suivant les recommandations de (DNV, 2010 pp. 72-73), on estime la force due au courant par 2 contributions : une contribution dans la force de dérives due aux vagues ainsi qu'une contribution visqueuse.

Une fois obtenu l'amortissement total du mouvement à basses fréquences, le spectre de réponse du mouvement à basses fréquences est trouvé en sommant les 2 spectres d'excitations. Cela revient à sommer les variances des 2 réponses.

$$S_{X_{LF}}(\Omega) \approx \frac{S_{F_{\perp}^{(2)}}(\Omega) + S_{wind\ excitation}(\Omega)}{[-(M + Ma)\Omega^2 + K]^2 + (B_{LF})^2\Omega^2} \quad (II.8)$$

$$X_{LF}^{max} = \sqrt{(X_{LF\ wave}^{max})^2 + (X_{LF\ wind}^{max})^2} \quad (II.9)$$

L'excursion maximale du mouvement à basses fréquences est ici calculée suivant l'approximation de Rayleigh, mais des méthodes représentant mieux le caractère non-gaussien des mouvements à basses fréquences peuvent être utilisées (Kaasen, 2010).

### **II.3 Comparaison simulations fréquentielles et simulations temporelles**

Pour les simulations en domaine temporel, on utilise FAST couplé avec MoorDyn (FASTv8). Le vent turbulent est généré avec TurbSim, en considérant les mêmes paramètres que dans (Roald, 2014). Le taux de turbulence est choisi à 8.5 %. La simulation correspond à 1h de temps simulé, et une seule initialisation de la phase du vent a été considérée.

Pour une validation du modèle d'effort et d'amortissement aérodynamique, on considère le même amortissement linéaire sur les plateformes et les lignes d'ancrage.

Voici dans la Figure 3 les spectres d'efforts de poussée sur le rotor, avec les 2 méthodes identifiées dans la partie II.1.2, et en comparaison avec l'effort obtenu sur une éolienne fixe dans FAST. On note que la méthode « ideal closed-loop » est assez proche des simulations FAST, sauf pour la vitesse nominale pour les raisons évoquées en II.1.2.

Pour étudier la valeur trouvée de l'amortissement aérodynamique, on utilise les spectres d'efforts de FAST pour une éolienne fixe, et on fixe arbitrairement  $B_{lin} = 148 \frac{kN}{m.s^{-1}} \approx 0.05 * B_{critique}$  pour la semi-submersible et  $B_{lin} = 200 \frac{kN}{m.s^{-1}} \approx 0.13 * B_{critique}$  pour la Spar. Les résultats sont présentés dans la Figure 3.

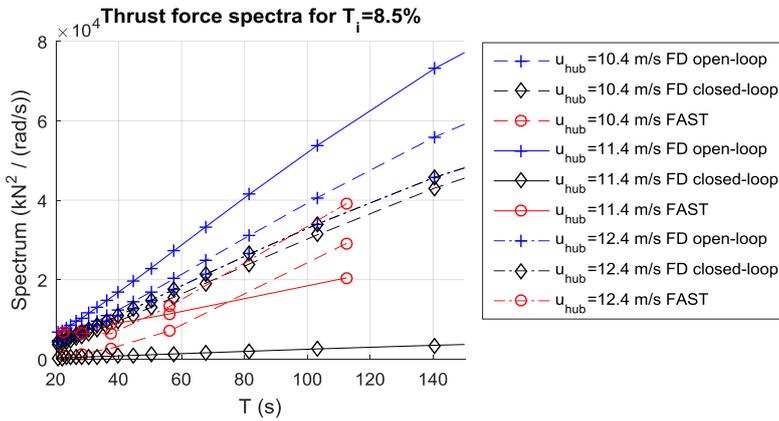


Figure 3: Spectres d'efforts aérodynamiques

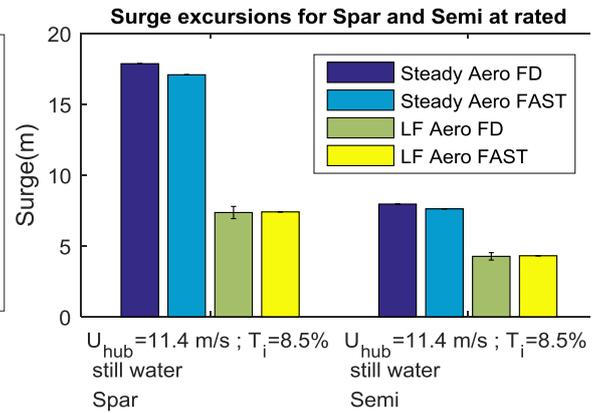


Figure 3: Excursions maximales en cavalemt

La correspondance entre le modèle fréquentiel et le modèle temporel est très bonne aux vues des hypothèses utilisées.

### III - Applications à différents types de plateformes

#### III.1 Cas de chargements considérés

Les cas de chargements dimensionnants identifiés par la norme IEC 61400-3 sont très nombreux. Nous cherchons ici les cas de chargements les plus dimensionnants pour l'ancrage. L'hypothèse utilisée ici est que les efforts maximaux seront probablement atteints dans deux types de situations :

- Conditions de survie de l'éolienne, avec les vents moyens maximaux, l'éolienne étant mise en drapeaux. On considère les états de mer extrêmes associés.
- L'éolienne fonctionne à son point de fonctionnement nominal, la poussée moyenne sur le rotor est maximale, on considère les états de mers extrêmes associés.

Cela correspond aux cas où l'effort aérodynamique moyen est maximal dans les 2 modes de l'éolienne, et des efforts hydrodynamiques importants aussi.

Table 2: Cas de chargements considérés

	Operating		Idling	
Hs (m)	8	8	14.5	14.5
Tp (m)	18	8	14	16
$U_{hub}$ (m/s)	11.4	11.4	47.5	47.5
$T_i$ (%)	8.5	8.5	11	11
$U_c$ (m/s)	0.7	0.7	0.7	0.7

Les plateformes considérées dans cette étude étant destinées à des assez grandes profondeurs (~200m), on considère pour l'exemple les états de mers possibles de la mer du Nord, avec les probabilités jointes vent et vagues issues de (Johannessen, et al., 2001) sur les contours centennaux. On exprime dans la Table 2 les cas de chargements considérés. Les vitesses de courant mises en jeu sont celles que l'on peut trouver dans des courants de

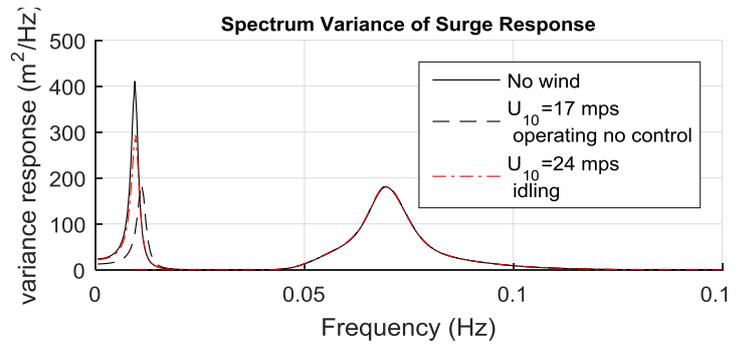
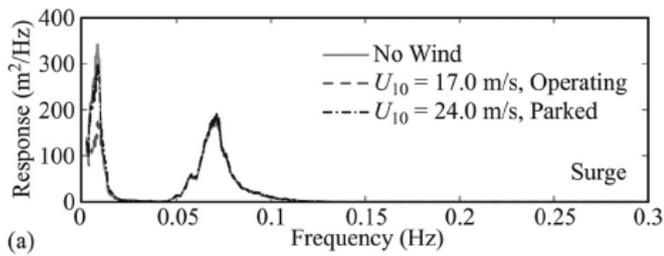
grande profondeur. On considère, pour simplifier, que le courant est constant sur le tirant d'eau des plateformes. Sachant que l'amortissement aérodynamique peut être négatif au-delà de la vitesse nominale, il serait intéressant de considérer aussi des cas de chargements après la vitesse nominale. Cependant, l'amortissement total risquant d'être négatif, il y a un risque d'instabilités : dans ce cas le modèle fréquentiel ne converge pas, il est préférable de passer en temporel et d'étudier plus précisément les différentes contributions.

Par convention, dans les graphiques ci-après, les excursions des efforts constants sont calculées en considérant l'excursion moyenne que donne la somme des efforts constants.

#### III.2 Application à la plateforme OC4 DeepCwind

Pour valider la partie hydrodynamique de la méthodologie de calcul, une première comparaison avec les données expérimentales issues de la campagne d'essais OC4 est menée, sur 3 cas tests. Le coefficient de traînée  $C_D$  est augmenté à 1.2, car la mise à l'échelle ne respecte pas la similitude de Reynolds. L'éolienne dans le bassin ne respecte pas les performances à l'échelle réelle et suivant les cas le contrôle est négligé.

La Figure 4 présente plusieurs comparaisons avec les données expérimentales des campagnes DeepCwind.



$H_s=10.5m$  et  $T_p=14.3s$ , 3 conditions de vents turbulent (spectre NPD). Résultats expérimentaux issus de (Goupee, 2014)

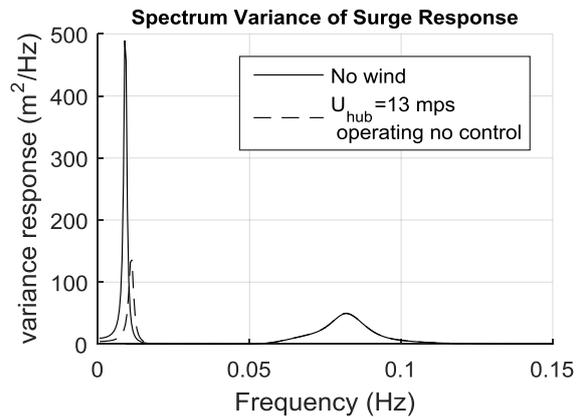
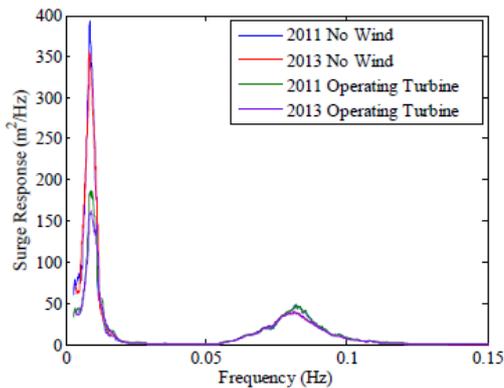


Figure 9. Comparison of surge response with and without wind for the 2011 and 2013 DeepCwind semi-submersibles.

$H_s=7.05m$   $T_p = 12.1s$ , une condition sans vent et une condition avec un vent constant de  $13 m \cdot s^{-1}$  au hub. Résultats expérimentaux issus de (Goupee, 2014).

Figure 4: Comparaison avec les campagnes DeepCwind

Les résultats sont très satisfaisants sur le mouvement à basse fréquence en cavalemt, surtout pour le cas avec l'état de mer le plus important.

Ci-dessous dans la Figure 5 sont représentées les différentes sources participant à l'excursion maximale en cavalemt pour la semi-submersible du projet OC4.

Les barres d'erreurs sont définies par les incertitudes liées aux hypothèses de modélisation : on considère une erreur possible de  $\mp 25\%$  sur les efforts hydrodynamiques à basse fréquence,  $\mp 10\%$  sur les efforts aérodynamiques instationnaires et  $\pm 50\%$  sur la force de dérive dans la zone de déferlement d'origine visqueuse. On observe que pour les cas de chargements autour de la vitesse nominale, les contributions des mouvements constants, ceux à basse fréquence et ceux aux fréquences de houle sont tous importants. Pour de courtes périodes, le mouvement basse fréquence est relativement plus important que celui aux fréquences de houle. Lorsque l'éolienne est mise en sécurité dans des états de mers et de vent extrêmes, c'est cette fois le cavalemt aux fréquences de la houle qui est prédominant.

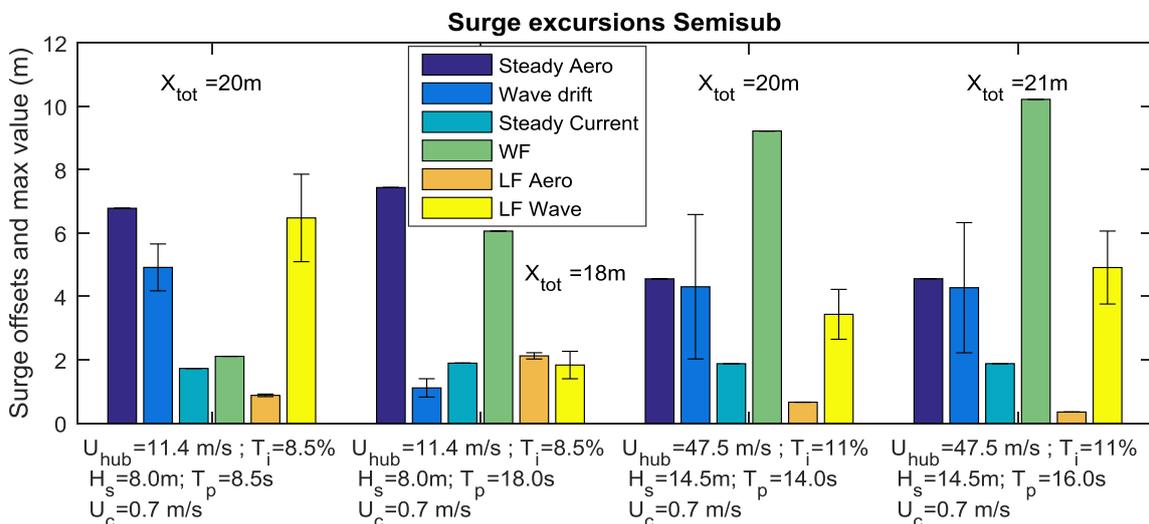


Figure 5: Contributions à l'Excursion maximale en cavalemt pour la semi-submersible

On peut noter que les différents cas de chargements considérés ont des excursions maximales en cavalement à peu près similaires, même si les contributions sont nettement différentes.

Nous présentons ci-dessous les excursions maximales en cavalement, pillonnement et tangage de la plateforme. Pour ces deux derniers, les mouvements sont calculés sans considérer les efforts hydrodynamiques à basse fréquence et les efforts aérodynamiques instationnaires. On note que le pillonnement est nettement plus important pour les longues périodes, les tensions dans les lignes seront probablement plus importantes.

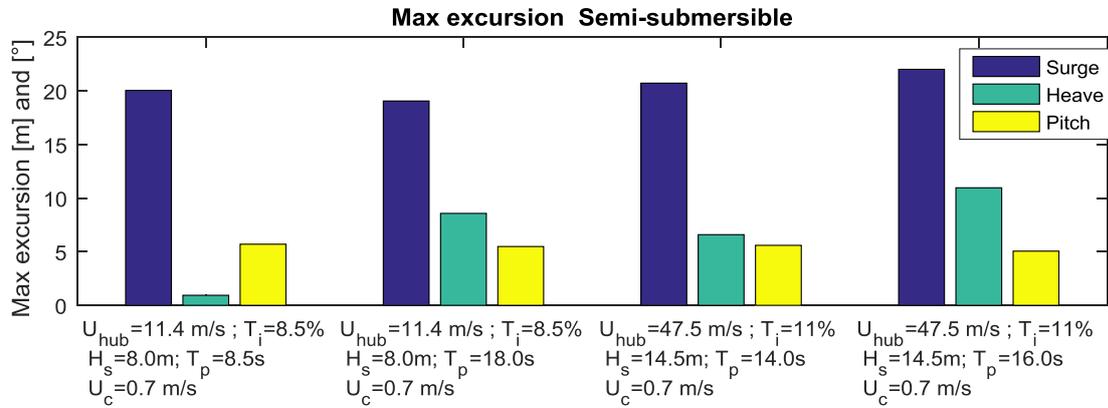


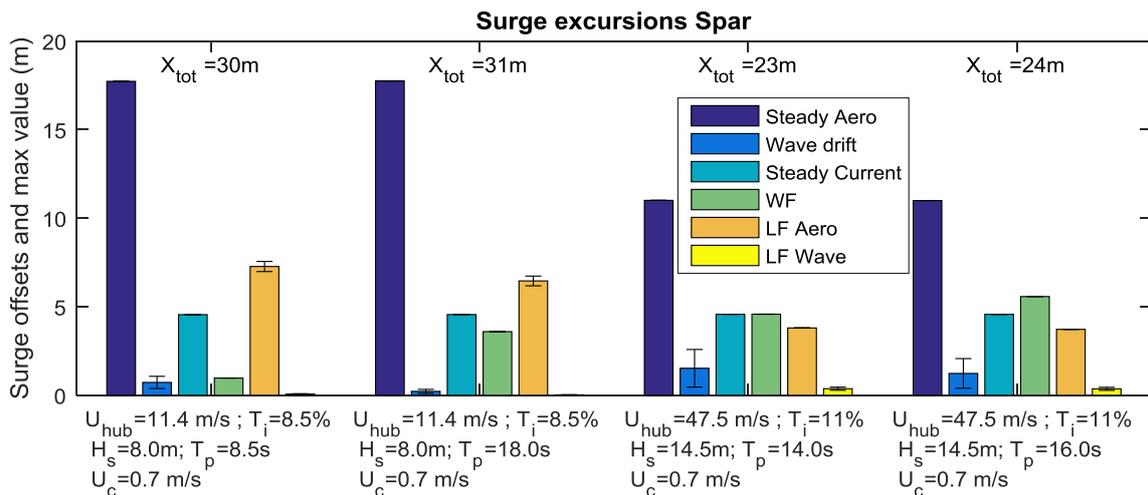
Figure 6: Excursions maximales de la semi-submersible

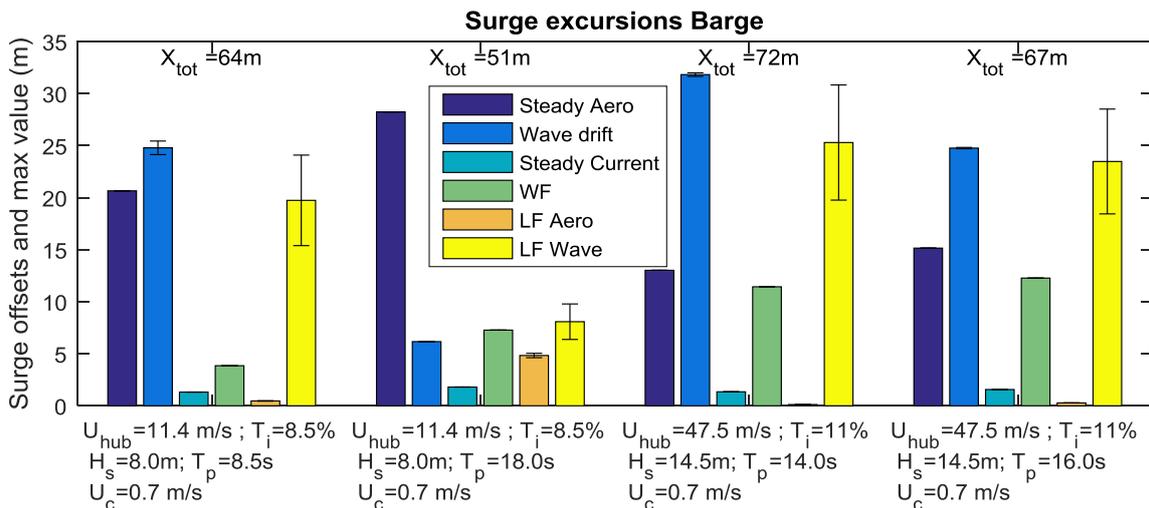
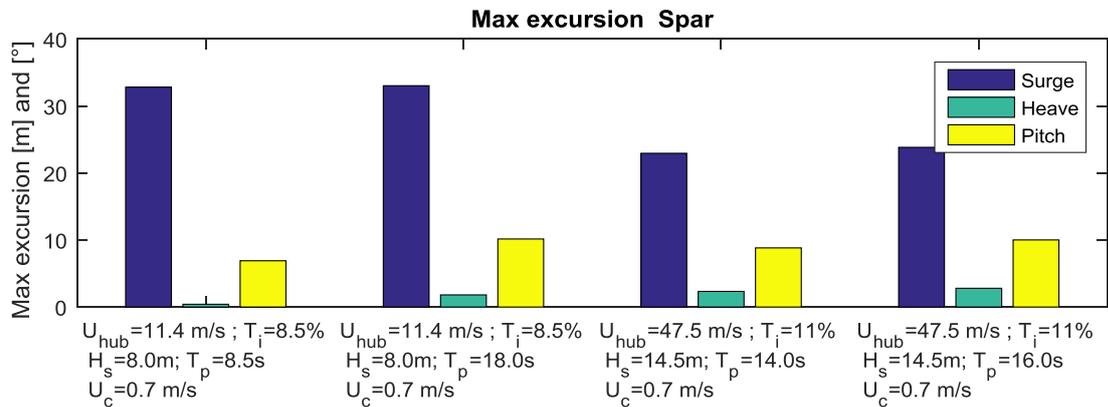
A partir de ces excursions extrêmes, il est possible de combiner les mouvements suivant les fréquences d'excitation afin d'obtenir les tensions maximales dans les lignes (Kaasen, 2010).

Cependant, comme analysé statistiquement dans (Hsu, 2015), des tensions brusques dans les lignes à la suite d'une ligne détendue (snap-loads) apparaissent aux fréquences de la houle, et peuvent représenter un pourcentage important de surplus de tension. Le modèle quasi-statique ne permet pas de prendre en compte les tensions brusques dans les lignes d'ancrages (Hall, 2015) liés notamment aux efforts de traînée et d'inertie sur les lignes d'ancrages même si on peut éventuellement enrichir le modèle quasi-statique par des modèles dynamiques simplifiés applicables dans le domaine fréquentiel (Lie, 2007).

### III.3 Application à d'autres plateformes

La même démarche est suivie pour la Spar Hywind puis la barge ITI, que l'on soumet aux mêmes cas de chargements.





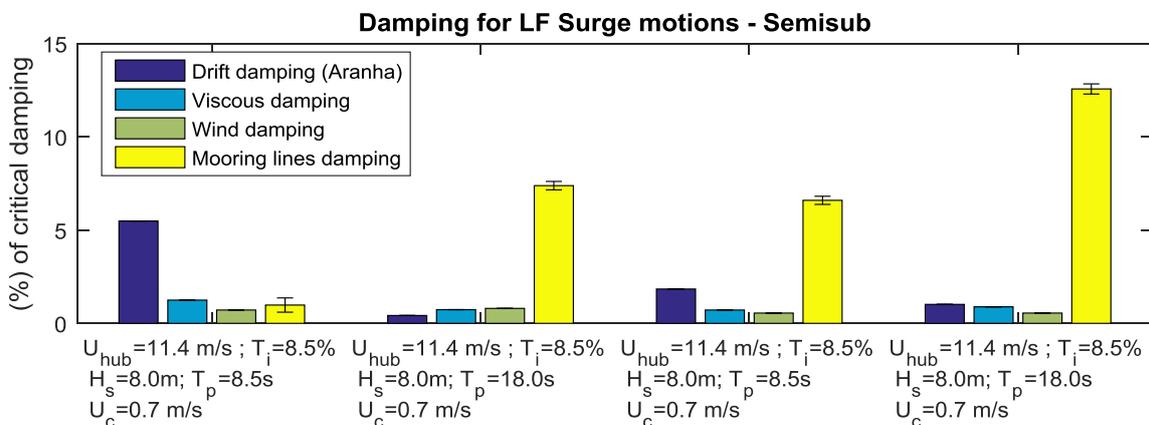
Pour la Spar, la composante moyenne de l'effort aérodynamique produit un offset assez important, et c'est surtout le cavalement Barge, la contribution des efforts de dérives pour de courtes périodes sont très importants et que les mouvements aux fréquences de la houle sont atténués.

### III.4 Amortissement des mouvements basse fréquence

Nous présentons ci-dessous les amortissements des mouvements basse fréquence calculés pour chaque plateforme, et représentés en pourcentage de l'amortissement critique. Certains amortissements sont linéarisés, et c'est l'amortissement une fois linéarisé qui est présenté ici.

On observe que, pour les plateformes Spar et Semi-submersible, l'amortissement sur les lignes d'ancrage est très significatif, surtout pour les périodes de houle assez longues : cela est dû aux grands mouvements de la plateforme pour en pillonnement.

Pour la Barge, c'est cette fois l'amortissement de dérive lente qui est plus important que les autres contributions.



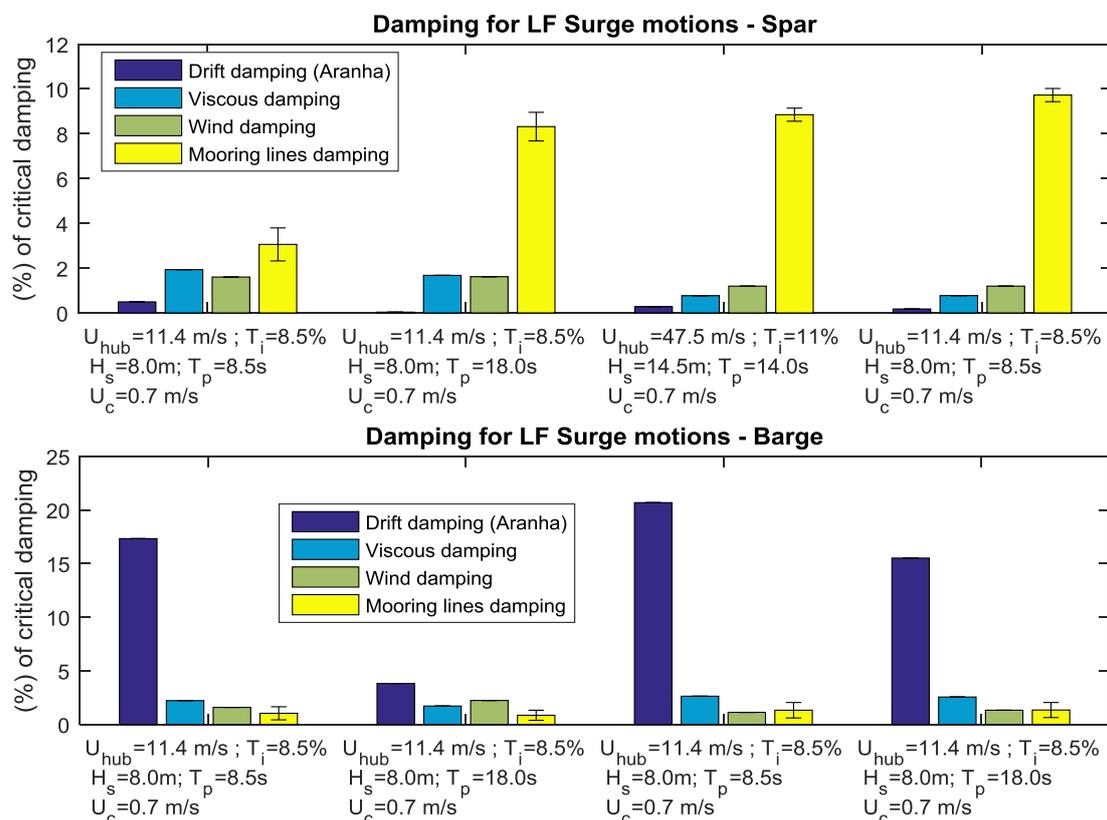


Figure 7: Amortissement des mouvements de cavalemt à basse fréquence

## IV - Conclusion

Nous avons présenté dans cet article une méthode simplifiée pour la prise en compte des efforts aérodynamiques et hydrodynamiques appliqués à une éolienne offshore flottante. Un intérêt particulier a été porté sur la modélisation de l'effort fluctuant s'exerçant sur le rotor et sa prise en compte dans le domaine fréquentiel. La réponse de l'éolienne flottante s'appuie sur des méthodologies déjà développées dans la littérature existante.

Les études de sensibilités menées permettent de présenter des ratios entre les différentes contributions aux excursions extrêmes des plateformes. Sur les quelques plateformes étudiées, il en ressort que chaque contribution d'effort à son importance, mais les tendances sont nettement différentes en fonction de la période de houle considérée et surtout du type de plateforme. On peut noter tout de même que les efforts hydrodynamiques second ordre à basse fréquence sont négligeables pour la Spar. Cela est consistant avec les résultats trouvés par Duarte et al. (Duarte, 2014).

Pour la Spar, les mouvements aérodynamiques à basse fréquence peuvent être importants, plus que les mouvements aux fréquences de la houle suivant les cas, comme souligné par (Roald, 2014).

Pour la Semi-submersible, les mouvements à basse fréquence sont amortis par l'amortissement sur les lignes d'ancrages, dus à une grande réponse de la plateforme aux fréquences de la houle. Ils sont tout de même importants, notamment pour une éolienne en opération.

Pour la Barge, les efforts de dérives horizontaux sont importants et les mouvements à basse fréquence peuvent être très importants, notamment pour de faibles périodes de houle.

On peut noter aussi qu'à la fois les conditions avec vitesse nominale et vitesses de vents extrêmes peuvent être dimensionnantes pour le système d'ancrage.

Ces études de sensibilités doivent être poursuivies pour d'autres configurations d'ancrages avec les plateformes déjà étudiées, en plus faible profondeur et avec des systèmes d'ancrages plus raides, ainsi que pour d'autres flotteurs, notamment destinés à des éoliennes de plus fortes puissances, comme la DTU 10-MW (Bak, 2013).

## Remerciements

Cette recherche a été financée notamment par BPIFrance, la région Pays de la Loire, le département du Vaucluse la Métropole Aix-Marseille Provence, la région PACA, dans le cadre du projet STATIONIS, lauréat du 19<sup>ème</sup> appel à projets FUI. Les auteurs tiennent par ailleurs à remercier les membres du consortium STATIONIS pour la relecture avisée.

## **Références**

- ABS. 2013.** *Design Guideline for Stationkeeping Systems of Floating Offshore Wind Turbines.* 2013.
- Babarit, A. and Delhommeau, G. 2015.** *Theoretical and numerical aspects of the open source BEM solver NEMOH.* s.l. : Proc. of EWTEC 2015, 2015.
- Bachynski, Erin Elizabeth. 2014.** *Design and Dynamic Analysis of Tension Leg Platform Wind Turbines.* s.l. : PhD Thesis, NTNU, 2014.
- Bak, C., Zahle, F. et al. 2013.** *Description of the DTU 10 MW Reference Wind Turbine.* s.l. : DTU Wind Energy Report-I-0092, 2013.
- Bayati, I., Jonkman, J., Robertson, A., and Platt, A. 2014.** *The Effects of Second-Order Hydrodynamics on a Semisubmersible Floating Offshore Wind Turbine.* s.l. : Science of making torque from wind, Technical University of Denmark, Copenhagen, June 17–20, 2014, 2014.
- Dev, A. K. and Pinkster, J. A. 2001.** *viscous drift forces on semi-submersibles.* s.l. : The Royal Institution of Naval Architects, 2001.
- DNV. 2010.** *RP - C205 Environmental conditions and environmental loads.* 2010.
- DNVGL. 2013.** *DNV - OS - J103 Design of Floating Wind Turbine Structures.* 2013.
- Duarte, T., Sarmiento, A. J. and Jonkman, J. 2014.** *Effects of Second-Order Hydrodynamic Forces on Floating Offshore Wind Turbines.* s.l. : Presented at AIAA SciTech 2014, January 13–17, 2014, NREL/CP-5000-60966, 2014.
- FASTv8, NWTC Information Portal.** <https://nwtc.nrel.gov/FAST8>. Last modified 16-May-2016 ; Accessed 19-July-2016. [Online]
- Feikema, G. 1991.** *The effect of wind spectra on the low-frequency motions of a moored Tanker in Survival condition.* s.l. : Offshore Technology conference, 1991.
- Goupee, A., Fowler, M., Kimball, R., Helder, J. and Ridder, E. 2014.** *Additional wind/wave basin testing of the deepcwind semisubmersible with a performance-matched wind turbine.* s.l. : Proc of 33th OMAE, June 8-13, 2014, San Francisco, California, USA, 2014.
- Goupee, A., Koo, B.J., Kimball, R.W., Lambrakos, K.F. and Dagher, H.J. 2014.** *Experimental comparison of three floating wind turbines concepts.* s.l. : Journal of offshore Mechanics and Arctic Engineering, 2014.
- Gueydon, S., Duarte, T., Jonkman, J., Bayati, I., Sarmiento, A. 2014.** *Comparison of Second Order Loads on a Semisubmersible Floating Wind Turbine.* s.l. : Proc. of 33th OMAE, San Francisco, California, June 8 – 13, 2014, 2014.
- Hall, M. 2015.** *Validation of a lumped-mass mooring line model with DeepCwind semisubmersible modeltestdata.* s.l. : Ocean Engineering, 2015.
- Hsu, W., et al. 2015.** *Prediction of Extreme Tensions in Mooring Lines of a Floating Offshore Wind Turbine in a 100-Year Storm.* s.l. : Proc. of OMAE 2015, May 31-June 5, 2015, St. John's, Newfoundland, Canada, 2015.
- IEC. 2009.** *61400-3 Wind turbines. Part 3 : Design requirements for offshore wind turbines.* 2009.
- Johannessen, K., T.S., Melling and Haver, S. 2001.** *Joint Distribution for Wind and Waves in the Northern North Sea.* s.l. : Proc of 11th ISOPE, 2001.
- Jonkman, J. 2010.** *Definition of the Floating System for Phase IV of OC3.* s.l. : Technical Report NREL/TP-500-47535, 2010.
- . **2007.** *Dynamics Modeling and Loads Analysis of an Offshore Floating Wind Turbine.* 2007.
- Jonkman, J., Butterfield, S., Musial, W. and Scott, G. 2009.** *Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development.* s.l. : NREL/TP-500-38060, 2009.
- Kaasen, K. E., Lie, H. and Mo, K. 2010.** *MIMOSA 6.3 User's documentation.* 2010.
- Kvittem, M. I. 2015.** *Frequency Versus Time Domain Fatigue Analysis of a Semisubmersible Wind Turbine Tower.* s.l. : Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering, 2015.
- Larsen, T.J. et al. 2007.** *A method to avoid negative damped low frequent tower vibrations for a floating, pitch controlled wind turbine.* s.l. : The 2th EWEA/EAWSE Special Topic Conference, The Science of making Torque from Wind, 2007.
- Lie, H. and Kaasen, K. 2008.** *Viscous drift forces on semis in irregular seas : a frequency domain approach.* s.l. : Proc of OMAE 2008, June 15/-20, Portugal, 2008.
- Lie, H., Gao, Z. and Moan, T. 2007.** *Mooring line damping estimation by a simplified dynamic model.* s.l. : Proc. of 26th OMAE, June 10-15, 2007, San Diego, California, USA, 2007.
- Masciola, M., Jonkman, J. and Robertson, A. 2013.** *Implementation of a multisegmented, quasi-static cable model.* s.l. : Proc. of 23th ISOPE, 2013.
- Molin, B. 2002.** *Hydrodynamique des structures offshore.* 2002.
- . **2015.** *On approximations of the wave drift forces acting on semi-submersible platforms with heave plates.* s.l. : GdR Eolien offshore, 2015.
- Roald, L. 2014.** *The Effect of Second-Order Hydrodynamics on a Floating Offshore Wind Turbine.* s.l. : PhD Thesis, ETH Zurich, Laboratory for Energy Conversion, 2014.
- Robertson, A. et al. 2014.** *Definition of the Semisubmersible Floating System for Phase II of OC4.* s.l. : NREL Technical Report, NREL/TP-5000-60601, 2014.
- . **2014.** *Offshore code comparison collaboration continuation within IEA Wind task 30 : phase II Results regarding a floating semisubmersible wind system.* 2014.
- STATIONIS. 2016.** STATIONIS. [Online] 2016. <http://www.stationis.fr/>.
- Türk, M. and Emeis, S. 2010.** *The dependence of offshore turbulence intensity on wind speed.* s.l. : J. WindEng.Ind.Aerodyn.98(2010)466–471, 2010.