

**ESTIMATION DE LA PRODUCTION D'UNE  
PLATEFORME FLOTTANTE HYBRIDE POUR LA  
RECUPERATION DE L'ENERGIE DES VAGUES  
ET DU VENT**  
***NUMERICAL ASSESSMENT OF THE MEAN POWER  
PRODUCTION OF A COMBINED WIND  
AND WAVE ENERGY PLATFORM***

**T. SOULARD<sup>\*</sup>, A. BABARIT<sup>\*</sup>, B. BORGARINO<sup>\*\*</sup>**

<sup>\*</sup> LUNAM Université, École Centrale de Nantes

Laboratoire de recherche en Hydrodynamique, Énergétique et Environnement Atmosphérique - UMR CNRS  
6598, 1 rue de la Noë, BP 92101, 44321 NANTES Cedex 3

*thomas.soulard@ec-nantes.fr*

<sup>\*\*</sup> EOSEA

1 rue de la Noë, CS 12102, 44321 Nantes CEDEX 03

*bruno.borgarino@eosea.fr*

**Résumé**

Cet article résume l'étude de faisabilité réalisée sur un projet de plateforme flottante hybride pour la récupération de l'énergie des vagues et du vent. La solution envisagée est composée d'une barge circulaire de 100m de diamètre, équipée de batteurs sur la demi-section faisant face à la direction principale de la houle. Une éolienne de type NREL 5MW est installée au centre de la plateforme. La première section présente le modèle numérique permettant de déterminer les mouvements de la plateforme à partir des efforts hydrodynamiques et aérodynamiques. Basé sur des données d'entrées environnementales, ce modèle permet de calculer les performances combinées de la plateforme en termes de production d'énergie. Une comparaison avec des concepts de récupérateurs d'énergies marines existants est ensuite présentée. Enfin, la dernière section se concentre sur des aspects pratiques. Ainsi, les résultats d'analyse structurelle sont présentés ainsi que les conclusions de calculs d'ancrage.

**Summary**

This paper synthesizes the technical feasibility study carried out for a hybrid ocean energy converter, with balanced wind and wave contributions. The solution envisaged involves a 100m diameter circular barge equipped with floating oscillating wave surge converters (OWSCs). This floating structure is mounted with a 5MW wind turbine. The first section describes the "Wave to Wire" model programmed in both frequency and time domain. The assessment of the performances of this device is then carried out on in-house simulation codes. Based on combined wave and wind resources, the annual average absorbed power figures are compared with published results for existing ocean energy converters. Eventually, the last section approaches practical topics, directly related to the capital and operational costs inherent to an industrial development phase. On the one hand, the total steel mass is estimated from structural calculations carried out for a selection of 3D static loads cases. On the other hand, a technical solution for the mooring system is presented together with the envisaged installation procedure.

## I – Introduction

Cette étude s'inscrit dans le cadre du projet européen « MARINA Platform » [1], dont l'objectif est de concevoir et d'évaluer des solutions technologiques combinant la récupération des énergies de la houle et du vent. Les premières phases du projet ont permis de générer un grand nombre de concepts envisageables. À l'heure actuelle, il s'agit de réduire ce nombre à un groupe de quelques solutions à fort potentiel pour procéder à une analyse plus approfondie.

Cet article se concentre sur un modèle particulier qui figure parmi les dix candidats présélectionnés. La plateforme C-HyP, pour « Circular Hybrid Platform », est composée d'une éolienne flottante de 5MW, placée au centre d'une plateforme circulaire de 100m de diamètre. Sur la moitié de la paroi verticale faisant face à la direction principale de la houle, des batteurs oscillent en cavalemt afin d'absorber l'énergie houlomotrice. Ces vingt panneaux sont reliés à des systèmes de transformation de l'énergie mécanique, appelés « Power Take Off » (PTO), qui peuvent fonctionner indépendamment. Cette solution modulaire pourrait constituer un avantage, car elle est adaptée aux contraintes de maintenance et d'opération. Un aperçu en 3D ainsi qu'un tableau contenant les dimensions principales de la plateforme sont présentés ci-dessous.

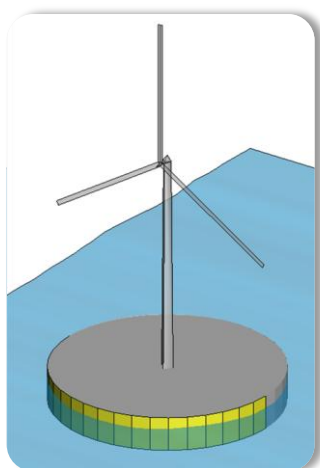


Figure 1: Vue en 3D de la C-HyP.

Propriétés	Notation	Valeurs	Unités
<b>Plateforme</b>			
Rayon	R	50	m
Hauteur	H	15	m
Déplacement	V	78000	t
<b>Batteurs</b>			
Nombre de batteurs	N	20	-
Largeur	W	8	m
Surface mouillée	$S_0$	120	m <sup>2</sup>
Masse	$m_i$	36	t
<b>Éolienne</b>			
Diamètre du rotor	$d_{rotor}$	126	m
Hauteur de la Nacelle	$Z_N$	100	m

Tableau 1: Dimensions de la plateforme C-HyP.

La première section de cet article se concentre sur les aspects non linéaires du modèle numérique, aussi appelé Wave to Wire (W2W). En effet, le système d'équation est décrit au complet dans [2], qui fait lui-même référence à une méthode reconnue et présentée dans [3]. Brièvement, le code développé est basé sur la théorie linéaire potentielle pour le traitement des interactions fluide-structure. Les coefficients hydrodynamiques sont calculés via le logiciel Aquaplus. De plus, trois phénomènes non linéaires sont pris en compte : les forces visqueuses, les efforts aérodynamiques ainsi que la limitation des déplacements extrêmes de chaque batteur. L'objectif est de déterminer la puissance annuelle produite pour différents sites géographiques donnés.

Les résultats initiaux sont prometteurs et semblent valider les objectifs de départ visant une production équilibrée entre les puissances éolienne et houlomotrice. Les différentes simulations réalisées dans le domaine temporel apportent en plus des informations quant à la stabilité de la structure et à la qualité de la puissance électrique fournie au réseau.

Cependant, les dimensions de cette plateforme peuvent aussi représenter un inconvénient en termes de coûts. Une analyse structurelle est donc nécessaire à ce niveau de développement. Des calculs préliminaires en éléments finis permettent d'estimer la masse d'acier de la C-HyP.

Enfin, la définition du système d’ancrage reste une étape essentielle de l’étude de faisabilité pour ce type de structure flottante. Différentes configurations ont pu être testées avant de sélectionner la solution technique la plus appropriée, à partir de laquelle une estimation des coûts devient envisageable.

## II – Présentation du modèle numérique : « Wave to Wire »

### II – 1 Modélisation numérique

Le modèle numérique permettant de déterminer le comportement des différents éléments de la structure est couramment appelé « Wave to Wire ». Les hypothèses de départ ainsi que les formulations des efforts sont décrits intégralement dans [2]. Ainsi, les vagues sont supposées monodirectionnelles et l’hypothèse des faibles amplitudes est adoptée. Les mouvements de la barge sont déterminés par trois degrés de libertés (ddl) :  $x_0$  en cavalemt,  $z_0$  en pilonnement et  $\theta_0$  en tangage. Chaque batteur est représenté par un degré de liberté  $r_i$  qui définit l’excursion à partir de sa position d’équilibre. Chaque élément du système est caractérisé par son centre de gravité et la masse associée :  $(G_0, M_p)$  pour la barge,  $(G_i, m_i)$  pour le batteur  $i$ ,  $(G_{WT}, M_{WT})$  pour l’éolienne. La position angulaire des panneaux est repérée par le paramètre fixe  $\alpha_i$ , qui varie entre  $[-\frac{\pi}{2} ; \frac{\pi}{2}]$ .

Le code Aquaplan [6] développé à l’Ecole Centrale de Nantes permet de calculer les coefficients hydrodynamiques dans le domaine fréquentiel. Le système dans son ensemble est divisé en 1800 facettes comme le montre le maillage de la Figure 2. Une étude de raffinement a été réalisée assurant la fiabilité des résultats numériques.

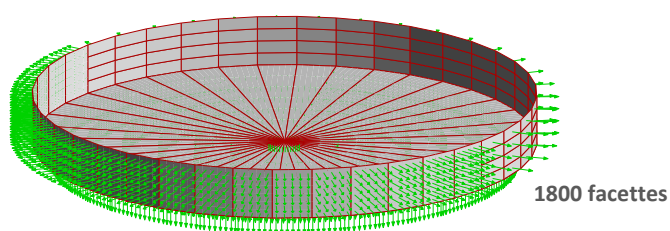


Figure 2: Maillage utilisé pour le calcul des coefficients hydrodynamiques.

Le tableau suivant résume l’ensemble des forces présentées dans [2] en insistant sur l’aspect physique. Les forces implémentées au modèle W2W, depuis la publication de l’article [2], seront détaillées dans les sections II-2 à II-4.

Effort	Linéarité	Détails
<b>Excitation hydrodynamique</b>	x	Exprimées au centre de gravité des 21 corps considérés indépendants, ces forces représentent les interactions hydrodynamiques entre les 23 ddl (20 excursions, 3 mouvements plans de la barge).
<b>Radiation</b>	x	
<b>Hydrostatique</b>	x	Calculée au centre de flottaison par intégration des pressions à l’équilibre après un faible déplacement. La contribution des panneaux est extraite de la force totale sur la barge par le principe de réaction.
<b>Gravité</b>	x	De même, la contribution des panneaux est soustraite à la force totale pour obtenir les trois composantes sur la barge en son centre de gravité.
<b>Roulement</b>	x	Une réaction parfaite est appliquée sur les panneaux afin de compenser la partie statique de la force de gravité au centre de gravité.
<b>PTO (conversion électrique)</b>	x	Le système hydraulique de transformation d’énergie mécanique en électricité est représenté par une force de raideur et d’amortissement appliquée au

		centre de gravité de chaque panneau et directement proportionnelle à $r_i$ et $\dot{r}_i$ .
<b>Ancrage</b>	x	L'ancrage est initialement représenté par une raideur horizontale et une contribution statique qui compense la force statique horizontale du vent sur l'éolienne.
<b>Limiteur d'excursion</b>		L'excursion absolue des panneaux est limitée à une valeur maximale par une force de raideur élevée. Cela fait appel typiquement à une fonction Heaviside.
<b>Ballast</b>	x	Ajout d'une masse ponctuelle dimensionnée pour compenser le moment en tangage créé par la force statique horizontale du vent sur l'éolienne. Ref. II.3
<b>Aérodynamique</b>		Ref. II.2 pour le couplage hydro-aero-dynamique
<b>Viscosité</b>		Ref. II.4 pour l'estimation des efforts visqueux (type Morison)

Tableau 2: Bilan des efforts simulés dans le modèle numérique "W2W".

## II – 2 Intégration des efforts aérodynamiques

La méthode choisie pour simuler les chargements aérodynamiques est inspirée de la procédure présentée dans [4]. La résultante des efforts sur l'éolienne est représentée par une force horizontale appliquée à la nacelle symbolisée par le point  $N(x_N, 0, z_N)$ . Son amplitude varie en fonction de la vitesse relative du vent,  $V_{rel,x}(N, t) = V_0 - V_x(N, t)$ , et suit les courbes publiées dans [5]. En d'autres termes, à chaque pas de temps, la force  $F_{wind}(t)$  est actualisée grâce à une table de valeurs extraite de la courbe intitulée « Turbine load » ci-dessous. Dans le cas statique,  $F_{wind}(t = 0s) = F_{wind}(V_0)$  dépend uniquement de la vitesse moyenne du vent  $V_0$ .

De même la puissance éolienne électrique est extraite des données publiées dans [5]. À chaque pas de temps, en fonction de la vitesse relative (courbe intitulée « Turbine power » sur la Figure 3).

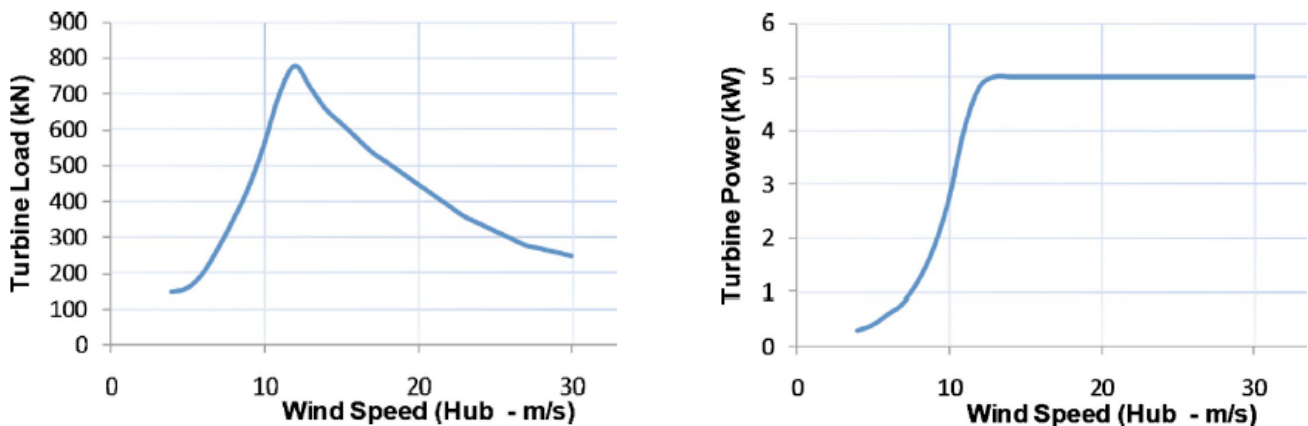


Figure 3: Tables de valeurs pour les efforts et la puissance éoliens.

Les résultats des simulations temporelles permettant de valider la routine sont détaillés dans la section III.

## II – 3 Ballastage de la structure

L'effort aérodynamique statique présenté précédemment et s'appliquant sur la nacelle, crée un moment statique en tangage. Afin d'obtenir une position d'équilibre parfaitement horizontale, un système de ballast est ajouté au modèle. Ainsi, une masse ponctuelle  $M_{ballast}$  est placée au point  $G_1$ , situé à une distance  $r_1 = 0.5(R - r_0)$  du centre de gravité initial de la barge (voir Figure 4).

La masse de ballast nécessaire permet d'annuler le moment en tangage à l'équilibre statique (sans excitation de houle) pour le système complet {barge, éoliennes, panneaux}. Par conséquent :

$$M_{ballast} = -\frac{F_{wind}(V_0) z_N}{r_1 g} - \frac{(x_{WT} - r_0)M_{WT}}{r_1} \quad (1)$$

$$+ \frac{\sum_i m_i (r_0 - R \cos \alpha_i)}{r_1}$$

En suivant la nomenclature présentée dans [2], l'effort de ballast s'applique uniquement à la plateforme et s'écrit comme une force de gravité appliquée en  $G_0$  :

$$\mathbf{F}_{ballast}(G_0) = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ -M_{ballast}g \\ r_1 M_{ballast}g \\ 0 \end{pmatrix}^0 \quad (2)$$

La matrice d'inertie (masse et moments d'inertie liés au tangage) de la plateforme est modifiée pour prendre en compte le ballast selon :

$$M_P' = M_P - M_{ballast}$$

$$I_{P55}' = I_{P55} \frac{M_P'}{M_P' + M_{ballast}} + r_1^2 M_{ballast} \quad (3)$$

$$I_{P35}' = I_{P53}' = I_{P53} \frac{M_P'}{M_P' + M_{ballast}} - r_1 M_{ballast}$$

En pratique, un système de ballast liquide semble être une solution technique adaptée.

#### II – 4 Estimation des efforts visqueux

Un terme d'amortissement quadratique est ajouté au modèle numérique pour simuler les efforts de type visqueux. Dans un premier temps, une force à deux composantes verticale et horizontale est appliquée au point  $P_i$  situé sur l'arête la plus profonde de chaque batteur  $i$ . Le schéma de la Figure 5 propose une représentation de ces forces sur une vue en coupe du système.

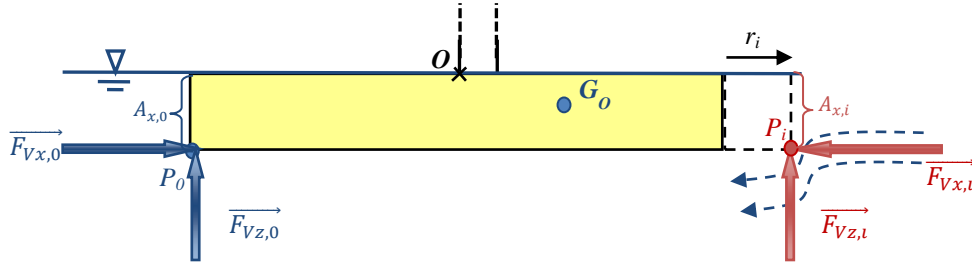


Figure 5: Schéma de la partie immergée de la C-HyP avec une représentation des efforts visqueux.

La force visqueuse est proportionnelle au carré de la vitesse relative du fluide en  $P_i$ , et s'exprime selon :

$$\vec{F}_{V,i} = -F_{Vx,i} \vec{n} - F_{Vz,i} \vec{m} \quad (4)$$

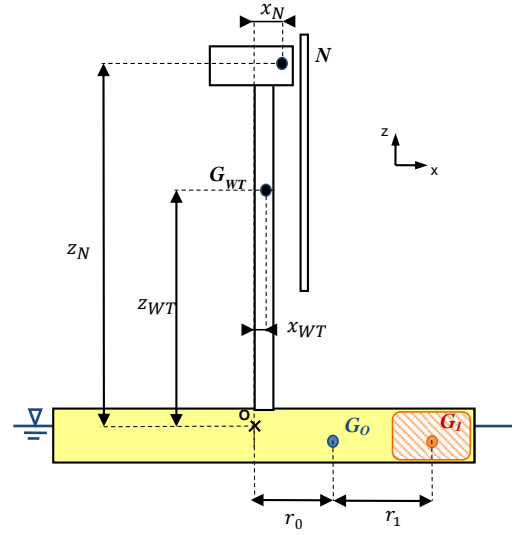


Figure 4: Schéma du ballastage de la barge.

En sachant que  $\vec{n}$  et  $\vec{m}$  sont les vecteurs normaux aux surfaces bordant le panneau après excursion  $r_i$ . De plus :

$$\begin{aligned} F_{Vx,i} &= \frac{1}{2} \rho C_{Dx,i} A_{x,i} \|\vec{V}_0(P_i) - \vec{V}_{0,fl}(P_i)\| (\vec{V}_i(P_i) - \vec{V}_{i,fl}(P_i)) \cdot \vec{x}_i \\ F_{Vz,i} &= -\frac{1}{2} \rho C_{Dz,i} A_{z,i} \|\vec{V}_0(P_i) - \vec{V}_{0,fl}(P_i)\| (\vec{V}_i(P_i) - \vec{V}_{i,fl}(P_i)) \cdot \vec{z}_i \end{aligned} \quad (5)$$

Les coefficients d'amortissement horizontaux et verticaux sont choisis d'après [7] :  $C_{Dx,i} = 3$  (demie plaque plane) et  $C_{Dz,i} = 10$  (demi cylindre). La surface  $A_{x,i}$  est égale à la surface mouillée du batteur  $S_0$ , et  $A_{z,i}$  correspond à la portion angulaire de la surface horizontale centrée en  $G_0$  ayant le panneau pour corde. Cette force appliquée en  $P_i$  crée un moment en  $G_0$  :  $\vec{M}_{V,i}(G_0) = \vec{G}_0 P_i \times \vec{F}_{V,i}$ .

Dans un second temps, il s'agit de calculer la résultante des efforts visqueux sur la barge. La méthode présentée pour les batteurs est appliquée à nouveau. En effet, en discrétisant la barge en sections angulaires et en sommant la contribution de chaque éléments nous obtenons la force totale appliquée en  $P_0$  (voir Figure 5) et le moment induit en  $G_0$ .

### III – Résultats et performances

#### III – 1 Caractéristiques particulières de la puissance absorbée

Les résultats de calculs préliminaires dans le domaine temporel permettent de souligner quelques phénomènes particuliers liés aux performances du système.

Tout d'abord, l'aspect modulaire de cette plateforme a un impact sur la qualité de la puissance électrique fournie au réseau. Du fait de leur répartition angulaire, les batteurs perçoivent l'excitation de la vague avec un décalage. Par conséquent, les signaux temporels de la puissance absorbée par chaque batteur présentent des différences de phase. La Figure 6 permet de comparer ces signaux pour trois des vingt panneaux avec celui de la puissance totale, dans le cas d'un état de mer caractérisé par une période de pic  $T_p=10s$  et une haute significative  $H_s=2.5m$ .

La somme apparaît donc plus lisse que la contribution de chaque élément. L'écart type normalisé pour chaque batteur est d'environ 1.3 alors qu'il est plus proche de 0.8 pour la puissance totale. Ces considérations statistiques confirment le phénomène de lissage observé graphiquement.

Limiter les variations de la puissance électrique peut représenter un gain en termes de coûts car cela permet de diminuer la taille du câble d'export.

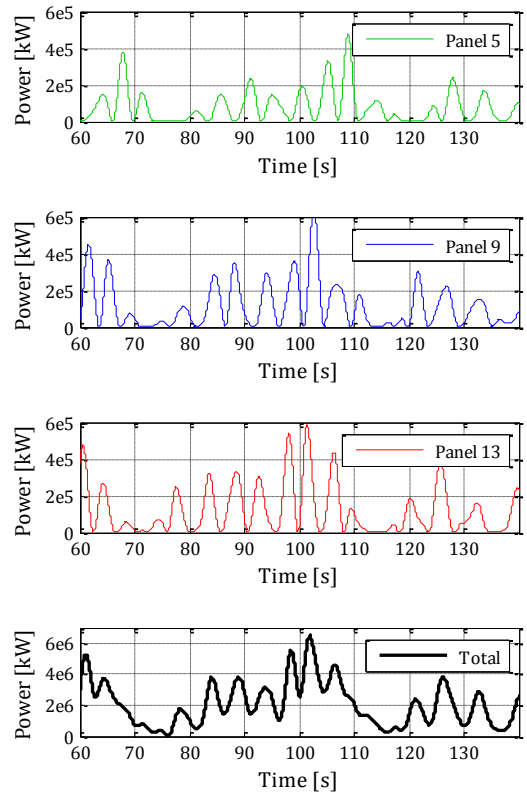


Figure 6: Lissage de la puissance électrique.

Le projet MARINA se concentre sur l'analyse de faisabilité d'une combinaison entre différentes sources d'énergies marines, tout en ayant conscience de la maturité plus avancée des technologies éoliennes. L'ajout de houlomoteurs sur le flotteur pourrait augmenter ses

déplacements et ainsi diminuer le productible éolien. Il est donc important de vérifier la stabilité de la plateforme quand les batteurs sont en mouvement.

La Figure 7 présente les résultats de l'analyse préliminaire de puissance basée sur une approche centrée sur l'éolien. Ainsi, pour un site géographique donné, il est possible d'obtenir la distribution des vitesses de vent moyennes (graphique de gauche). Une simulation temporelle est ensuite réalisée avec l'état de mer le plus probable pour une vitesse de vent moyen choisie. Il devient alors possible de comparer la puissance éolienne fournie (cercles bleus sur le graphique de droite) avec la courbe de valeur présentée dans la Figure 3 (ligne bleue). Enfin, la puissance houlomotrice pour l'état de mer choisi est ajoutée au graphique et normalisée à 5MW (losanges rouges).

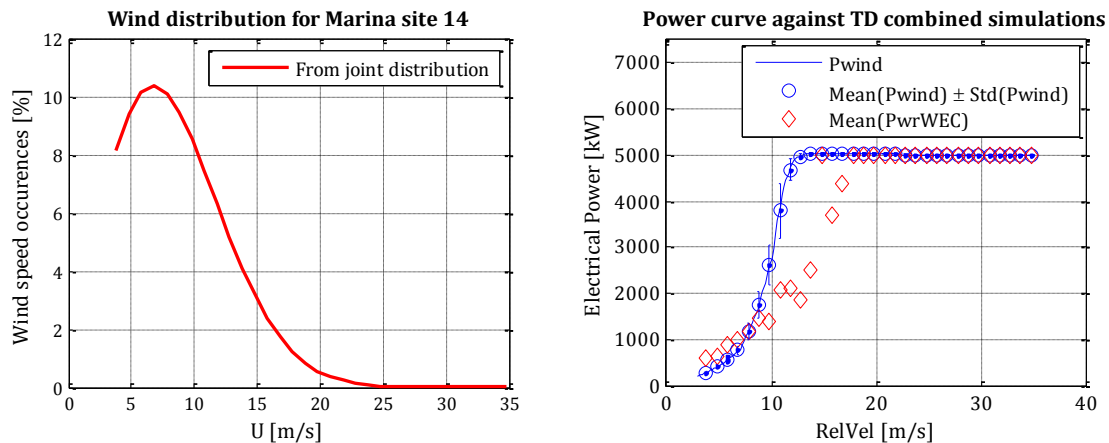


Figure 7: Estimation du productible éolien et comparaison avec la puissance houlomotrice.

A première vue, les valeurs moyennes issues des simulations temporelles correspondent exactement à la courbe de référence. L'écart type représenté par des barres d'erreur est relativement faible ce qui traduit la faible influence des mouvements de la plateforme sur le productible éolien. En d'autres termes, la barge est suffisamment stable pour que l'éolienne se comporte de façon optimale.

Par ailleurs, deux régimes se dessinent autour de la vitesse de vent moyenne de 7m/s. En effet, le productible houlomoteur est dominant pour des vents faibles. Cette tendance s'inverse pour des vitesses comprises entre 7m/s et 18m/s, avant d'atteindre la valeur nominale et l'équilibre pour des vents plus forts. Cette observation est sensible à la méthode de sélection de l'état de mer correspondant à une vitesse de vent donnée. Néanmoins, cela tend à démontrer que le bilan énergétique est équilibré entre les différentes ressources.

### III – 2 Puissance moyenne

Dans le cadre du projet MARINA, nous disposons de données environnementales pour quelques sites géographiques présélectionnés. Cette étude sera donc basée sur les données obtenues pour le « site 14 », qui correspond à un point situé à 30km des côtes norvégiennes, pour une profondeur d'eau d'environ 200m (coordonnées GPS : 61.85N, 4.23E).

Des distributions de probabilités pour la vitesse de vent moyenne, la hauteur significative de vague ainsi que la période de pic sont extraites des données de calcul brutes. Afin de représenter au mieux les variabilités statistiques, la méthodologie suivante a été adoptée :

- Création d'un « scatter diagram » représentant une grille d'états de mer caractérisés par  $H_s \in [0.25, 13.25]$  et  $T_p \in [0.5, 16.5]$ .
- Détermination des occurrences de 13 valeurs de vents moyens entre 4m/s et 28m/s pour chaque cellule de la grille.
- Simulation temporelle pour chaque état de mer et chaque valeur de vent moyen (232 états de mer x 13 = 70 jours de temps de calcul).

Afin d'éviter les difficultés liées à la représentation en 3D des données environnementales, seules les vitesses de vent les plus probables seront présentées avec les occurrences des états de mer correspondants. Ces deux matrices sont illustrées dans la colonne de gauche de la Figure 8. La partie droite, quant à elle, est réservée pour les résultats du modèle temporel. Tout comme dans la section précédente, la puissance électrique fournie par les batteurs est normalisée à 5MW, ce qui représente un traitement équitable avec l'éolienne. De plus, le rendement du transfert de l'énergie mécanique en énergie électrique via le PTO est estimé à 65%.

Finalement, la puissance électrique moyenne annuelle s'obtient en multipliant les matrices de puissances par les occurrences calculées à l'étape b). Les résultats sont regroupés dans le Tableau 3.

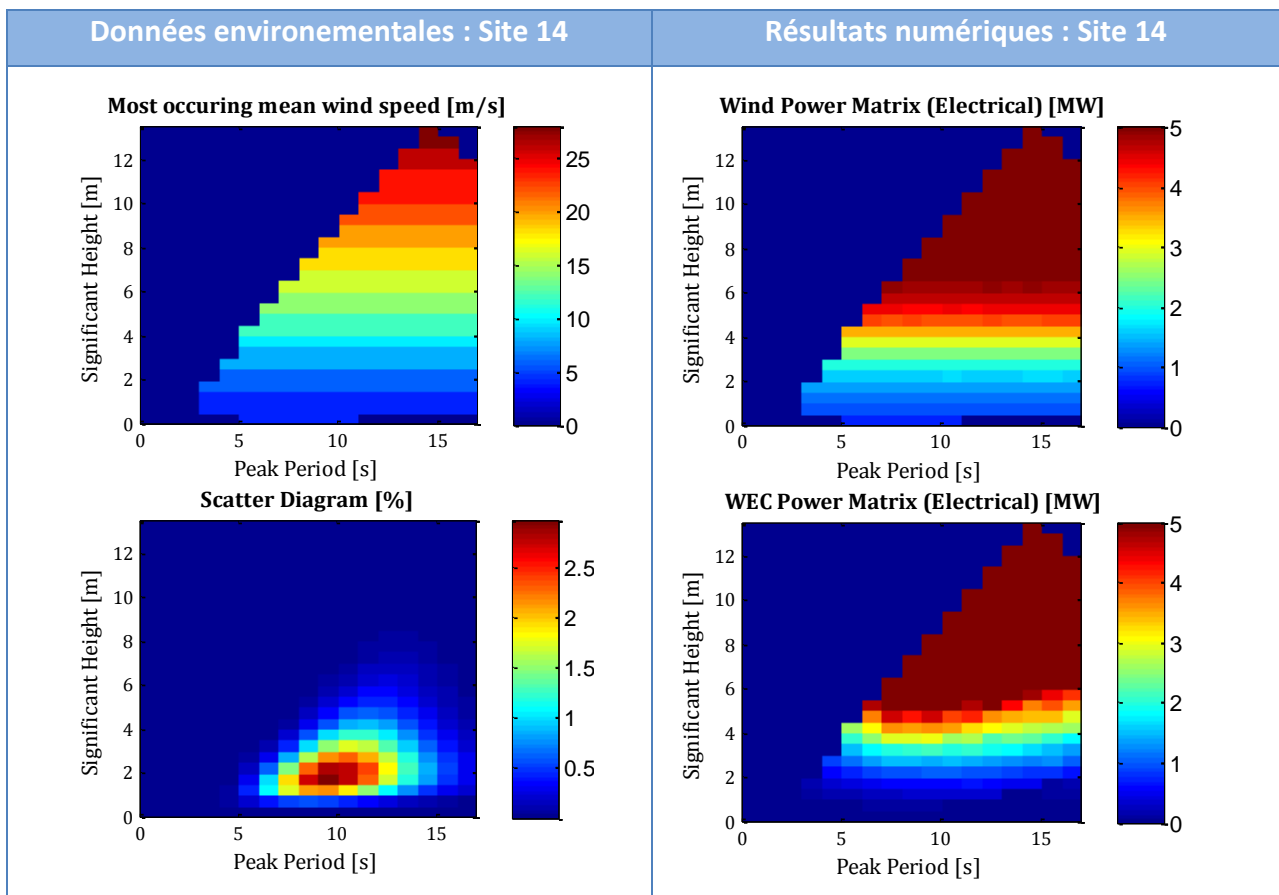


Figure 8: Données environnementales et résultats des simulations numériques.

Les deux matrices de puissances présentent des tendances et des amplitudes similaires. Elles définissent les capacités de la plateforme avant de prendre en compte la ressource par le biais des distributions statistiques. Ces observations confirment donc les conclusions de la section précédente affirmant que le bilan énergétique de la plateforme est équilibré.

Par ailleurs, la puissance éolienne électrique annuelle calculée en prenant en compte les données environnementales du site sélectionné apparaît particulièrement élevée par rapport aux valeurs attendues autour de 1.5MW. Ce phénomène s'explique par le choix du site géographique. En effet, la zone baltique nord possède une ressource éolienne supérieure au reste de l'Europe [8]. Une valeur approchée pour un point des côtes portugaises est de 370W/m<sup>2</sup> ce qui donne 1.45MW de puissance éolienne pour 1.25MW provenant des batteurs.



	Unités	Site 14
Ressource houlomotrice	[kW/m]	50.5
Ressource éolienne	[W/m <sup>2</sup> ]	750
Puissance électrique WEC	[MW]	1.52
Puissance électrique Wind	[MW]	2.11
Puissance électrique totale	[MW]	<b>3.63</b>

Tableau 3: Productibles de la C-HyP pour le Site 14.

### III – 3 Comparaison avec des concepts existants

Les résultats présentés dans la section III-2 sont intéressants en valeur absolue mais il convient de les comparer aux chiffres publiés pour des concepts existants.

D’après [2], le productible de différents convertisseurs d’énergie des vagues peut être calculé pour une ressource donnée par le biais du rendement hydrodynamique (largeur de capture normalisée). Les données environnementales sélectionnées pour cette comparaison correspondent à un site au large de l’île d’Yeu (France).

Le Tableau 4 compare la puissance mécanique absorbée par les batteurs de la C-HyP avec des estimations pour des concepts similaires à l’Oyster (panneau excité en tangage sur structure posée), au Wavestar (bouées oscillantes sur structure fixe) et au Wavebob (deux corps flottants en pilonnements). Le productible de la C-HyP est supérieur en valeur absolue mais ses performances deviennent comparables en termes d’efficacité. De plus, les indicateurs de coûts que sont l’énergie totale divisée par le volume et la surface totale de la structure sont relativement moins élevés pour la C-HyP. En d’autres termes, du fait de ses dimensions imposantes, la C-HyP peut produire une grande quantité de puissance. Cependant, sa taille peut devenir un inconvénient économique.

Site - Yeu	Unités	C-Hyp WEC	Type Oyster	Type WaveStar	Type Wavebob
Ressource houlomotrice	[kW/m]	26.2	22.4	22.4	26.2
Puissance mécanique	[MW]	<b>1.89</b>	<b>0.44</b>	<b>0.28</b>	<b>0.19</b>
Rendement hydrodynamique	[%]	72	72	17	36
Énergie mécanique / V	[MWh/m <sup>3</sup> ]	0.21	1.0	1.5	0.3
Énergie mécanique / Stot	[MWh/m <sup>2</sup> ]	<b>0.81</b>	<b>1.9</b>	<b>0.56</b>	<b>0.79</b>

Tableau 4: Comparaison du productible houlomoteur de la C-HyP avec des concepts existants.

D’une manière analogue il convient de comparer le productible de la C-HyP avec des concepts éoliens flottants en développement (Tableau 5). Un facteur de charge de 30% est utilisé pour calculer la puissance électrique de ces machines, caractérisées par une puissance nominale de 5MW. En considérant toutes les contributions énergétiques de la C-HyP, le productible est à nouveau sensiblement supérieur tandis que les indicateurs de coûts restent comparables. Néanmoins, les considérations de volume pour un tel système ne reflètent pas entièrement la réalité physique. Par conséquent, une étape d’analyse structurelle devient nécessaire afin de déterminer la masse structurelle du système.

Site - Yeu	Unités	Type HyWind	Type Windfloat	C-Hyp Tot
Puissance électrique	[MW]	<b>1.5</b>	<b>1.5</b>	<b>2.73</b>
Énergie électrique / V	[MWh/m <sup>3</sup> ]	1.88	2.8	0.31
Énergie électrique / Stot	[MWh/m <sup>2</sup> ]	<b>1.7</b>	<b>0.85</b>	<b>1.17</b>

Tableau 5: Comparaison du productible éolien de la C-HyP avec des concepts existants.

## IV – Phase de développement

### IV – 1 Analyse structurelle

La structure envisagée est un treillis de poutre tubulaires en acier, sur lesquelles sont fixées les plaques d'acier assurant l'étanchéité. L'objet de l'analyse est d'évaluer la masse d'acier nécessaire pour que la structure de la C-Hyp résiste aux cas de chargements dimensionnants. Les cas choisis sont les suivants : tenue des plaques à la pression hydrostatique, en « arc » (structure en appui sur ses deux extrémités) et en « contre-arc » (structure en appui en son centre). De plus, la structure est soumise à son poids propre et au moment au pied de l'éolienne dû aux efforts de vent. La démarche employée pour l'analyse est la suivante :

- Etude 2D* : le treillis de la plus grande section de la structure est dimensionné à l'aide d'une analyse FEM afin qu'il supporte à lui seul l'ensemble des chargements.
- Etude 3D* : le treillis est dupliqué selon les deux directions, de manière à obtenir un treillis 3D. La raideur du treillis 2D initial est redistribuée sur l'ensemble des poutres.
- Dimensionnement des plaques* (tenue à la pression hydrostatique) : un modèle de plaques orthotropiques [10] permet de représenter une plaque fine munie de raidisseurs.

L'analyse de la tenue des poutres est basée sur la norme Norsok-N004 [11], en se limitant à l'étude des efforts axiaux et moments de flexion. Les résultats sont exprimés en termes de ratios d'utilisation. Un ratio supérieur à 1 représente un effort dont la valeur n'est pas admissible car il mènerait à la rupture de la poutre. La Figure 9 est un exemple de ratios d'utilisation pour l'effort axial dans le cas « en arc ». La valeur maximale est éloignée de 1, ce qui indique un surdimensionnement de la structure. Des itérations sont réalisées sur les sections des poutres pour se rapprocher d'un dimensionnement optimal.

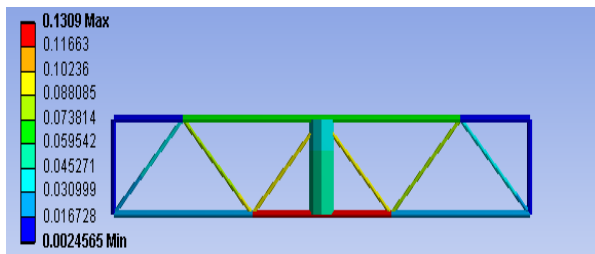


Figure 9 Ratios d'utilisation axiaux.

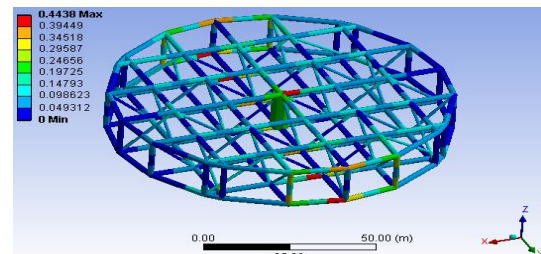


Figure 10 Ratios d'utilisation en flexion.

La Figure 10 est un exemple de structure 3D obtenue à partir d'un treillis 2D satisfaisant. Les ratios d'utilisation correspondant à la flexion pour le cas de chargement en « arc » sont indiqués. Le Tableau 6 résume le bilan de masse des deux structures 3D les plus légères obtenues après itérations. À titre de comparaison, le poids d'une fondation jacket est d'environ 600 tonnes. L'analyse ne prend pas en compte le rôle des plaques dans la tenue de la structure. Il est donc possible que l'analyse soit très conservatrice.

Nom	Poutre type 1		Poutre type 2		Ratios d'utilisation maximaux (« arc »)		Ratios d'utilisation maximaux (« contre-arc »)		Bilan de masse sur la plateforme (tonnes)		
	Rin (m)	Rout (m)	Rin (m)	Rout (m)	Efforts axiaux	Flexion	Efforts axiaux	Flexion	Poutres	Plaques et raidisseurs	Total
5R	0.96	1	0.51	0.55	0.99	0.79	0.66	0.44	6.53E+03	6.70E+03	1.32E+04
11R	0.55	0.6	-	-	0.64	0.95	0.35	0.35	1.08E+04	4.21E+03	1.50E+04

Tableau 6: Bilan de masse des deux structures les plus légères étudiées.

#### IV – 2 Calculs d’ancrages

Les calculs d’ancrages sont réalisés sous l’environnement Orcaflex et contiennent de nombreuses simplifications. En effet, l’objectif est de déterminer une solution initiale pour le système d’ancrage de la C-HyP. Par conséquent, l’influence du vent sur l’éolienne n’est pas prise en compte pour ces calculs préliminaires. De plus les chargements verticaux sur les ancres sont négligés et les lignes sont entièrement modélisées par des chaînes. En effet, l’utilisation de câbles ne semble pas faire partie des pratiques standards de l’industrie offshore pour des profondeurs allant jusqu’à 200m.

L’état de mer dimensionnant est ensuite déterminé en fonction de la réponse de la structure. Sachant que la période de résonance en tangage de la C-HyP est de 10.8s, la période de pic choisie pour le dimensionnement est de 11s. Les autres paramètres environnementaux sont calculés d’après la méthode des contours présentée dans [9]. Ce processus permet d’estimer la réponse extrême de la structure en appliquant des facteurs correctifs à la simulation temporelle réalisée pour l’état de mer dimensionnant.

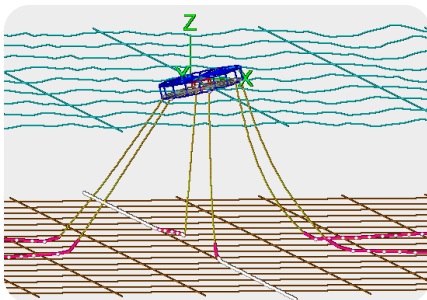


Figure 11: Vue 3D du système d'ancrage.

Conditions	Unités	Site 14
Période de pic	[s]	11
Hauteur significative	[m]	10.8
Courant	[m/s]	1.5
Profondeur d'eau	[m]	200
Excursion maximum	[m]	60

Tableau 7: Cas dimensionnant pour le « site 14 ».

Plusieurs configurations testés ne respectaient pas les conditions d’excursion maximum ou dépassaient les limites de rupture des chaînes. L’ajout de poids morts (limités en taille) ne semble pas affecter la réponse du fait des dimensions déjà importantes du système d’ancrage, Néanmoins, la modification de la distribution du poids de la chaîne est une approche d’optimisation envisageable. Le modèle retenu comporte 6 lignes d’ancrage avec de la chaîne de 130mm de diamètre. Le coût total d’une telle solution peut paraître élevé mais reste du même ordre de grandeur que certaines structures de l’industrie offshore telle que les FPSO. Enfin, 10% du coût total devrait être alloué à l’installation.

### **V – Conclusions**

Cet article résume l’étude de faisabilité menée sur un concept de plateforme combinant la récupération de l’énergie des vagues et du vent. Le système est composé d’une barge flottante de 100m de diamètre équipée de vingt batteurs permettant d’absorber l’énergie des vagues. Une éolienne de type NREL, de puissance nominale 5MW, est installée au centre de la barge.

La méthodologie complète consiste à estimer les productibles éolien et houlomoteur dans un premier temps. Ces calculs sont basés sur un modèle numérique développé en interne, partiellement non linéaire, et prenant en compte le couplage aero-hydro-dynamique. Pour un site localisé en mer du nord, la puissance électrique fournie au réseau atteint 3.6MW. La contribution des batteurs est d’environ 42% ce qui est proche d’un bilan équilibré. La comparaison avec des concepts existants non combinés tourne à l’avantage de la C-HyP, en termes de puissance électrique totale. Cependant, cet écart diminue lorsque des indicateurs de coûts entrent en compte.

Des calculs préliminaires sur la structure et les ancres permettent d’anticiper une éventuelle phase de développement industriel. Les solutions techniques assurant la fiabilité structurelle de la plateforme et la survie des ancres existent, mais engagent des coûts importants.

## **Remerciements**

Les auteurs sont reconnaissants du soutien financier de la Commission Européenne via le 7<sup>ième</sup> programme cadre (MARINA platform – Marine Renewable Integrated Application Platform, convention de subvention 241402), qui a rendu ce travail possible.

## **Références**

- [1] <http://www.marina-platform.info>
- [2] A. Babarit, J. Hals, M.J. Muliawan, A. Kurniawan, T. Moan, J. Krokstad. *Numerical benchmarking study of a selection of wave energy converters*. Renewable Energy, Vol. 41, pages 44-63, 2012.
- [3] T. Soulard, A. Babarit. *Numerical assessment of the mean power production of a combined wind and wave energy platform*. International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, 2012.
- [4] M. Karimirad, T. Moan. *A simplified method for coupled analysis of floating offshore wind turbines*. Marine Structures (2012)
- [5] D. Roddier, C. Cermelli, A. Aubault, A. Weinstein. *WindFloat: A floating foundation for offshore wind turbines*. Renewable Energy, Vol. 2, 2010
- [6] G. Delhommeau. *Seakeeping Code Aquaplus*. 1997
- [7] B. Molin. *Hydrodynamique des structures offshore*. Editions TECHNIP, 2002
- [8] ORECCA work package 2. *Resource Data and GIS Tool for Offshore Renewable Energy Projects in Europe*. ORECCA Project, 2012. <http://www.orecca.eu>
- [9] M.J. Muliawan, Z. Gao, T. Moan. *Application of the contour line method for estimating extreme response in mooring lines of a two-body floating wave energy converter*. International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, 2012.
- [10] E. Ventsel, T. Krauthammer. *Thin Plates and Shells: Theory, Analysis, and Applications*. The Pennsylvania State University, University Park, Pennsylvania, Marcel Dekker, Inc., 2001
- [11] NORSOK STANDARD N-004, *Design of steel structures*, 1998